Gouvernement du Québec
Cabinet du ministre de l'Énergie
et des Ressources

Québec City, May 10, 1984

Mr. Richard Guay
President of the National Assembly
Québec City

Dear Sir,

I have the honor of presenting to you the annual report of Hydro-Québec for the year ended December 31, 1983.

Yours respectfully,

Yves Dubaime
Minister of Energy
and Resources

(Translation)

FACTS IN FIGURES

1974-1983

Financial Indicators*

(Millions of dollars)

	1983	1982	1981	1980	1979	1978	1977	1976	1975	1974
Total assets	**25,199**	23,169	20,730	18,012	15,505	12,886	10,649	9,133	7,068	5,814
Long-term debt	**16,453**	15,628	13,713	12,107	10,354	8,897	7,552	6,566	4,910	3,912
Shareholder's equity	**6,366**	5,719	4,926	4,374	3,628	2,882	2,359	1,977	1,667	1,437
Annual investments in fixed assets	**2,188**	2,542	2,643	2,589	2,817	2,588	1,950	1,267	1,142	616
Revenue from sales of electricity	**3,593**	3,257	2,770	2,413	1,956	1,600	1,263	1,071	904	783
Net income	**707**	800	559	746	746	523	382	311	230	177

Operating Statistics

Installed capacity** *(Megawatts)*	**21,301**	19,142	18,552	16,862	14,475	12,979	12,523	12,409	11,356	11,123
Sales of electricity *(Billions of kilowattthours)*	**107.7**	103.6	106.9	104.0	97.0	92.6	87.5	85.2	77.5	77.9
Total number of customer accounts *(Thousands)*	**2,528**	2,487	2,457	2,416	2,372	2,318	2,265	2,188	2,136	2,081

** These indicators are taken from the Consolidated Financial Statements which contain the financial statements of Hydro Québec and its subsidiaries including the Société d'énergie de la Baie James.*

*** In addition to its own installed capacity, Hydro Québec has access to most of the generation of the Churchill Falls power plant, which has a nominal capacity of 5,225 megawatts.*

C O N T E N T S

7 Message from the Chairman of the Board

8 Message from the President and Chief Executive Officer

10 Financial Results

24 Marketing

30 System Operations

38 Construction

42 Technological Research and International Activities

45 Personnel

F1 Hydro-Québec Consolidated Financial Statements and Statistics

F20 Financial Statements of Hydro-Québec Retirement Fund

49 Boards of Directors and Hydro-Québec Officers

34 *List of Generating Stations*

35 *System Configuration in 1983*

Hydro-Québec's head office building in Montreal.

Hydro-Québec is a Québec government-owned electrical utility that ensures the generation, transmission and distribution of almost all the electricity sold in Québec. Created in 1944 and transformed into a joint-stock company in 1981, it has the mandate to supply power and to pursue endeavors in energy-related research and promotion, energy conversion and conservation, and any field connected with or related to power or energy.

Hydro-Québec has two wholly-owned, active subsidiaries: the Société d'énergie de la Baie James (SEBJ), which is carrying out the construction of phase I of the La Grande complex for Hydro-Québec, and Hydro-Québec International, which provides engineering and consulting services abroad for electrical-energy projects. Hydro-Québec is also a shareholder of Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CFLCo), which operates the Churchill Falls power plant, and Nouveler Inc., which promotes energy efficiency and alternative energy sources.

M E S S A G E

from the Chairman of the Board

Early in 1983, there were many indications that the year would be a particularly difficult one for Hydro-Québec. Sales in the initial months showed a decline from 1982, belying the increase for the year expected from our successful new marketing efforts. In addition, the objectives of financial balance required that the growth in operating expenses be limited to a level that departed radically from the habits of the firm. On the administrative level, collective agreements had expired and negotiations had not yet approached settlement. Finally, the corporate structure was undergoing extensive reorganization.

At year-end however, the directors could only be pleased by the results obtained. Management, as much in the area of finance as in marketing strategy and administrative action, had been able to meet the challenge posed by rapid changes in corporate environment. The results also indicated that employees at all levels were demonstrating flexibility and adaptability in response to the new requirements of the 1980s.

The 1983 results also confirmed that the new directions chosen in 1982 have served us well, and twice during the year we presented these new directions before members of the Parliamentary Committee on Energy and Resources. From now on Hydro-Québec intends to intensify its marketing activity and strengthen the competitive position of its product, while at the same time improving the quality of the service it provides and maintaining the financial health that has always been one of its main characteristics.

It was also in parliamentary committee that the Board of Directors presented the government with a request for revision of the Hydro-Québec Act. The changes bear mainly on the mandate of the utility, which may now build installations whose production is intended for delivery outside Québec. The mandate was further broadened to confirm the utility's role in the area of research and, more generally, in any area related to power or energy.

The legal provisions governing the Board and its operations were also amended. Increasing the number of directors from 11 to 17 has allowed the formation of five new directors' committees. In addition to the Auditing Committee, we now have an Executive Committee, and Technology, Marketing, Human Resources and Finance Committees.

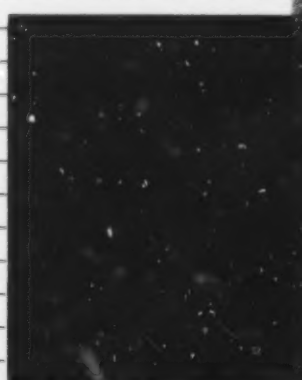
The new Hydro-Québec Act also redefines the mandate of the Société d'énergie de la Baie James, a Hydro-Québec subsidiary whose role is now to complete work on the first phase of the La Grande complex in the James Bay area. Slower growth in electricity demand has made it possible to defer construction of the second phase of the La Grande River development and the harnessing of other rivers in the James Bay area. As a result, the administrative structure of this subsidiary has been simplified and its personnel reduced.

In the last months of the year, the Supreme Court of Canada agreed to postpone judgment on the constitutionality of Newfoundland's Reversion Act until March 31, 1984. The request was made by the Government of Newfoundland, with Hydro-Québec's support, so that negotiations on Churchill Falls could be pursued by the two parties.

In October, Claude Laliberté left the management of the Société d'énergie de la Baie James and the Board of Hydro-Québec. Mr. Laliberté guided the completion, within schedule and budget, of the largest hydroelectric power development ever undertaken by the firm. The directors greatly benefited from his knowledge and dynamism and are grateful to him for his unfaltering dedication.

In November, Guy Monty, President and Chief Executive Officer of Hydro-Québec International since its creation in 1978, retired after a distinguished career of 37 years with Hydro-Québec, including two years as a Commissioner and two years as a Director of Hydro-Québec. The members of the Board wish to pay tribute to Mr. Monty for the effort and competence he devoted to the firm throughout his career.

The publication of this Annual Report coincides with the 40th anniversary of Hydro-Québec, which was created as the Québec Hydro-Electric Commission on April 15, 1944. This year, Hydro-Québec will celebrate its birthday in a special way, taking the opportunity to acknowledge all those who have contributed to its success, and all those who are now helping it to embark on a new stage of its development.



Joseph Bourbeau
Chairman of the Board
March 28, 1984

M E S S A G E

from the President and Chief Executive Officer

The year was essentially marked by increased emphasis on marketing, in line with the prime objective of the Development Plan approved by the Québec government in 1982. Sales programs were launched or continued in Québec in the areas of dual-energy heating, electrification of industrial boilers, and rate discounts for industries investing in plant that increases their electricity consumption. Special rate agreements to facilitate the expansion or siting of aluminum plants were concluded with Canadian Reynolds Metal Co. Ltd. and Pechiney Ugine Kuhlmann. With regard to sales outside Québec, a major contract was signed with the New England Power Pool covering delivery of 33 billion kilowatthours over an 11-year period. At the same time, work on increasing the capacity of Québec's interconnections with American systems and with New Brunswick proceeded on schedule and within budget.

The success of the marketing programs, which contributed to the 3.9% recovery in electricity sales, and the decline in the growth of operating expenses to 6.5% allowed Hydro-Québec to respect its basic financial criteria, for example, interest coverage. The year's net income amounted to $707 million, down slightly from 1982 despite the resumption in sales growth. This decrease is explained by higher interest charged to operations, due to the commissioning of generating units at La Grande 3 and Gentilly 2 power station, as well as by the moderate rate increases in 1983, which were designed to preserve electricity's competitive edge on the energy markets.

Capital expenditures totaled $2,188 million. Despite reduced activity in the construction of large hydroelectric developments, the utility's redirection of expenditures towards sales programs, technology, and improvement of the distribution system and customer service will maintain net investments (interest charged to construction excluded) at the level of recent years until 1986.

In 1983 the reorganization of the firm was completed, along with the first step in the decentralization of operating activities towards the regions and the Installations group. The reorganization reduced the number of management personnel by about 30%. The almost total suspension of external recruitment, the reduction in the number of contracts awarded outside the firm, and the program of compensation for voluntary departures (which enabled nearly 1,000 employees to retire), made it possible to reassign about 700 surplus employees. Finally, the utility renewed collective agreements governing the working conditions of 15,300 unionized trades employees, office workers, technicians, engineers, and protection agents.

As regards the future, the long-term annual growth rate for the sale of firm electricity in Québec has been revised to 3.3% for the 1983-2001 period. Because electricity surpluses will be higher in the next few years than had been expected, market development will remain a priority for some time to come. Hydro-Québec will therefore continue to offer competitive rates, launch new marketing programs, develop new applications for electricity, and consolidate and broaden its markets outside Québec.

Two other general objectives have also been maintained: the first is to complete before 1985 all projects now under construction and limit long-term financial commitments; the second is to increase system reliability so as to ensure better continuity of service to all categories of customers.

Such then in broad outline are the main achievements of the past year and the objectives for the future. Active cooperation on the part of employees has made it possible for the firm to rationalize its administrative structure and rapidly adapt to the economic and financial restraints of the highly competitive energy markets of 1983. There is every reason to believe that Hydro-Québec will be able to reach its objectives, directed ultimately at enabling consumers to benefit more fully from the advantages of electricity.

Guy Coulombe

Guy Coulombe
President and Chief Executive Officer
March 28, 1984

F I N A N C I A L

Results

Hydro-Québec's financial situation remained excellent in 1983 from the viewpoint of both operating results and the capital-expenditure program.

Operating results showed net income of $707 million for the year. Resumption of growth in the volume of electricity sales, together with unprecedented rationalization of activities, counteracted the steep rise in interest expenditure.

As for the capital-expenditure program, Hydro-Québec has now fulfilled the challenge it set itself over a decade ago: to tap the energy riches of the La Grande River in the James Bay area. With 88% of the work completed (including the James Bay transmission system) and 71% of the capacity of phase I of the La Grande complex on stream, Hydro-Québec can now claim to have brought this project to a successful conclusion, well within budget and on schedule. The utility was able to adapt to the major changes that troubled the past decade and, when the need arose, it demonstrated considerable imagination and dynamism.

Economic recovery

The principal feature of economic activity in 1983 was the return to growth across North America. The gross national product is estimated to have risen in real terms by 3.3% in the United States, and by 3.0% in Canada. Although moderate, these figures contrast sharply with the 1.9% and 4.4% rates of decline experienced in the U.S. and Canada respectively in 1982. The Québec economy, too, emerged from the recession in 1983: it advanced by an estimated 3.0% in real terms, as opposed to the net drop of 5.7% in 1982.

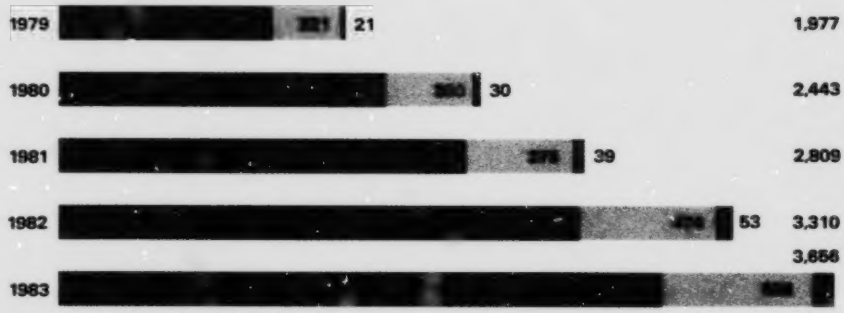
Total Sales Volume (1979-1983)

(Billions of kilowatthours)

	1979	1980	1981	1982	1983
Change	4.8%	7.2%	2.5%	-3.1%	3.9%
Change in real domestic product (Québec)	4.7%	0.7%	1.7%	-5.7%	3.0%

Gross Revenue (1979-1983)

(Millions of dollars)



	1979	1980	1981	1982	1983
Growth	21.9%	23.6%	15.0%	17.8%	10.4%

- Electricity sales – Québec
- Electricity sales – outside Québec
- Other operating income

Higher electricity sales and revenues

The economic recovery in Québec was a determining factor in the rise in Hydro-Québec's total electricity sales. In volume, these sales rose by 3.9% in 1983: a clear upswing in comparison with the 3.1% decline of the previous year. But despite the growth in sales, the utility's gross revenues increased at a slower pace than in 1982, reflecting the more moderate changes in the unit prices of electricity sold. In order to reinforce the competitive position of electricity on the Québec market, the average rate increase was limited to 7.3% in 1983, compared with 16.3% in 1982. In addition, the average unit price of electricity sold outside Québec rose by about 2%, reflecting slower growth in the cost of other forms of energy.

Increased rationalization of expenditures

In 1983, the utility succeeded in reducing the growth of its operating expenditures to 6.5%, as compared with 11.3% in 1982 and an annual average of 21.8% in the 1979-1982 period. This brake on expenditures, achieved while the utility was in a growth period, was due to intensified rationalization of expenditures on salaries and goods and services. The rise in total salaries was limited to 4.4% by keeping the annual average salary increase to 6.5% and reducing operating staff by 4.9%. Expenditures on goods and services were reduced by 4.8%, despite the general increase in prices.

Total expenditures amounted to $1,672 million for the year, an increase of 8.5%, whereas the average annual increase for the period 1979-1982 was 21.9%. This growth in relation to 1982 is explained mainly by new irreducible expenditures related to commissionings of generating and transmission facilities and, in particular, by rises in amortization costs. In addition, the abandonment of certain preliminary studies (following downward revision of the growth in demand for Hydro-Québec electricity) made it necessary to write off $60 million invested in these projects at December 31, 1983, some $57 million of which was charged to Operations.

Expenditures (1979-1983)

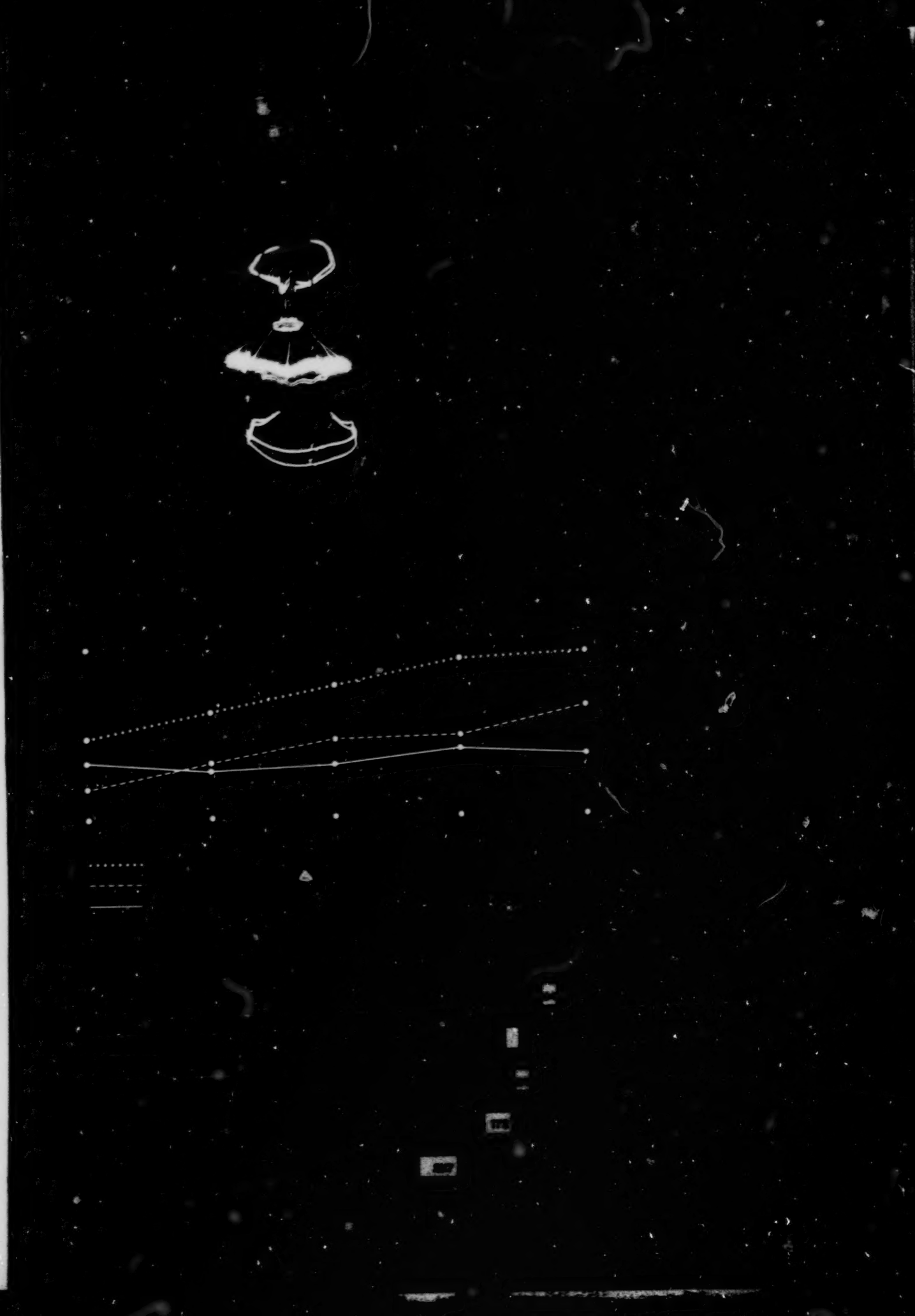
(Millions of dollars)

	1982	Change 1982/ 1981	1983	Change 1983/ 1982	Average annual change 1979-1982
Operations (excluding write-offs)	1,002	14.0%	1,015	1.3%	21.6%
• total salaries	666	13.2%	695	4.4%	21.0%
• goods and services	336	15.6%	320	−4.8%	22.7%
Write-offs	4		57		
Total — Operations	1,006	11.3%	1,072	6.5%	21.8%
Electricity purchased	127	0.4%	117	−8.2%	−0.5%
Depreciation of property and plant	221	11.7%	274	24.1%	16.8%
Taxes	185	61.3%	209	12.8%	94.4%
Total Expenditures	1,539	14.6%	1,672	8.5%	21.9%
Consumer Price Index (Canada)		10.8%		5.8%	11.1%

Interest

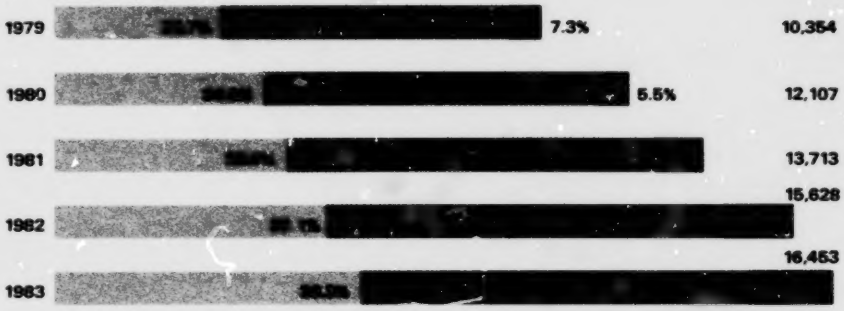
Gross interest charges, that is, interest on long-term debt, bank indebtedness and notes payable, and amortization of debenture discount and expenses, increased by 5.6% in 1983 — significantly below the growth rates of recent years. This deceleration resulted in part from a reduction in the volume of capital borrowed in 1983 in comparison with recent years, and in part from the improvement in interest rates. The lower interest rates reduced the average rate of interest on the long-term debt to 11.84%, compared with the steady increase during the previous five years.

Despite the slight increase in gross interest charges, interest charged to operations, that is, interest expenditure, rose by 31.5% to reach $1,277 million. This movement was principally due to major commissionings during the year, which resulted in financial expenses previously charged to construction being added to interest expenditure. Conversely, interest charged to construction declined from $790 million to $736 million, a 6.8% decrease.



Composition of Long-Term Debt* (1979-1983)

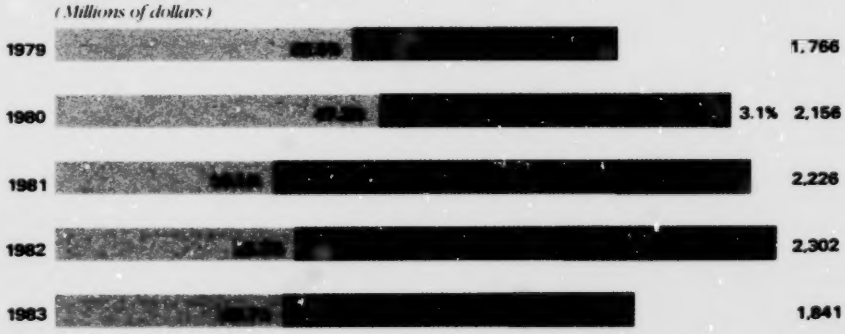
(Millions of dollars)



Average cost of long-term debt	10.16%	11.05%	11.49%	11.89%	11.84%
	1979	1980	1981	1982	1983

Annual Borrowings* (1979-1983)

(Millions of dollars)



Average term of loans incurred during the year *(years)*	25.5	15.1	8.2	8.4	13.2
Average interest rate on loans incurred during the year	10.77%	12.54%	15.10%	13.47%	12.25%
	1979	1980	1981	1982	1983

■ Canadian dollars
■ U.S. dollars
■ Other currencies

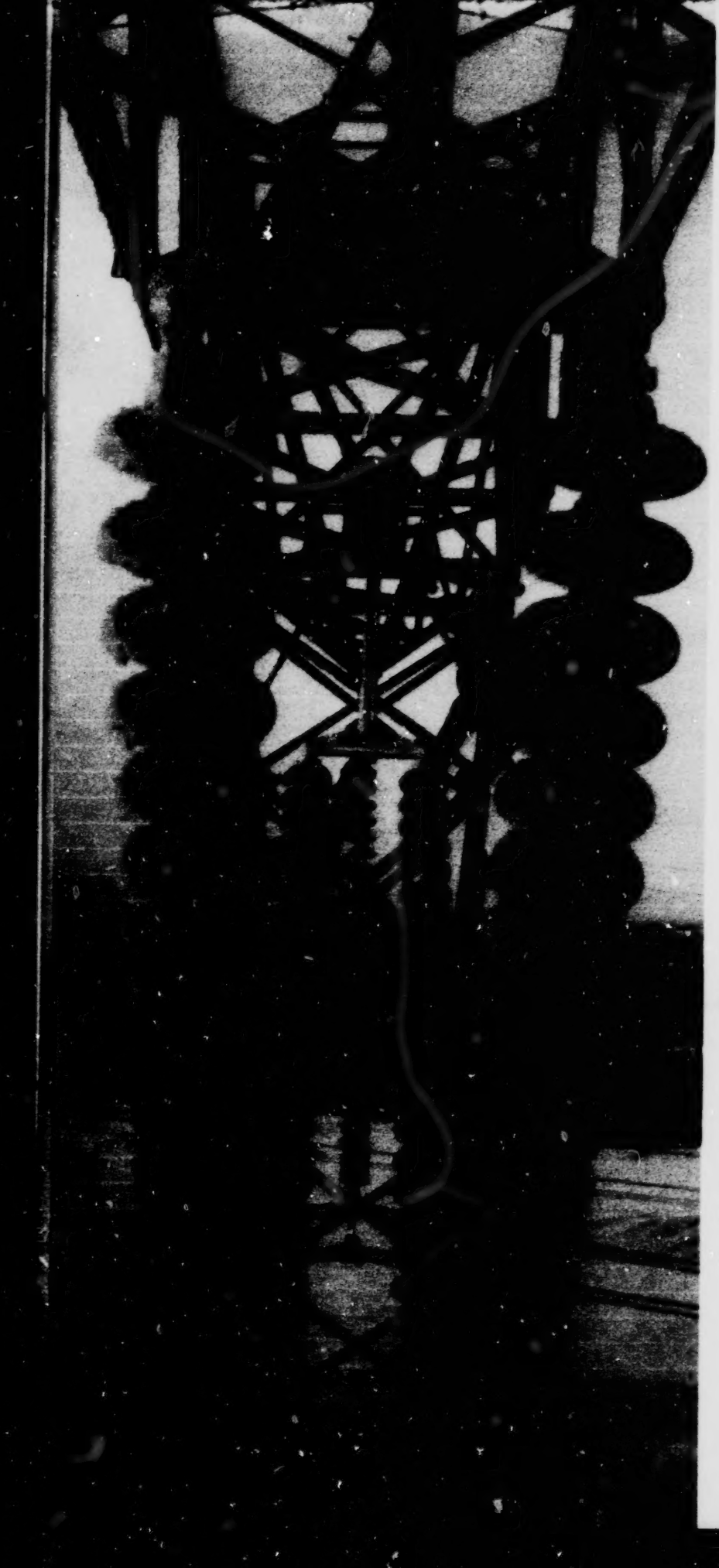
** Figures adjusted to include the effects of currency and interest-rate swap contracts.*

External financing facilitated

Two features distinguished the year's external financing: a more modest borrowing program than in previous years and noticeable improvements in the financial markets.

In 1983, Hydro-Québec carried out a borrowing program whose net yield totaled $1,841 million. This significant decline from the $2,302 million borrowed in 1982 reflects reduced financial needs resulting from lower capital expenditures. It should be noted that, in order to reduce the risk of foreign exchange losses, the utility increased its Canadian dollar borrowings and concluded a number of currency and interest-rate swap contracts.

Generally, there was a marked improvement in the financial markets, with a continuation of the trend that began in 1982 towards longer-term loans and lower interest rates. The average term of new borrowings made by Hydro-Québec in 1983 was 13.2 years as opposed to 8.4 years in 1982, and the average annual cost of new borrowings was 12.25% in 1983 as against 13.47% in 1982.



Self-financing

In 1983, Hydro-Québec's level of self-financing was 37.9%, a clear increase over the previous two years. This growth is attributable to the drop in capital expenditures, which more than compensated for the leveling-out of financial resources provided by operations. It should be noted that these resources have remained stable despite the decline in net income from $800 million to $707 million.

Financial criteria and dividends

In its financial management, Hydro-Québec keeps in view certain criteria which measure its financial soundness — in particular, interest coverage and capitalization ratio. The utility maintains an interest coverage ratio of at least 1.00 and a capitalization ratio of at least 25%. These criteria are also taken into consideration in the *Hydro Québec Act*, which provides that they be given precedence in the establishment of the dividend. In 1983, both criteria were exceeded, and dividends of $60 million have been declared for the year.

Linemen at work on James Bay transmission lines.

Self-financing

$$\frac{\textit{Total financial resources provided by operations} - \textit{Declared dividends}}{\textit{Investments in fixed assets} + \textit{Redemption of debentures and other long-term debt}}$$

Determination of Self-financing (1979-1983)

(Millions of dollars)

	1979	1980	1981	1982	1983
Net income	746	746	559	800	707
Depreciation of property and plant	138	161	198	221	274
Depreciation of operating and research equipment	17	19	23	28	32
Amortization of debenture discount and expenses	11	13	13	17	19
Other amortization and depreciation	7	7	7	7	6
Total financial resources provided by operations	919	946	800	1,073	1,038
Declared dividends	—	—	7	7	60
Investments in fixed assets + Redemption of debentures and other long-term debt	3,036	2,962	3,075	3,189	2,580
Self-financing ratio	30.3%	31.9%	25.8%	33.4%	37.9%

Interest Coverage

(Before dividends)

$$\frac{\textit{Net operating income} + \textit{Net investment income}}{\textit{Gross interest charges}}$$

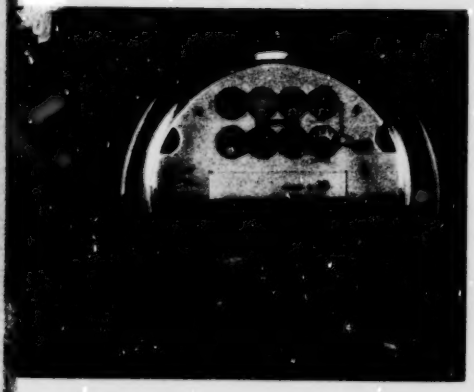
Capitalization Ratio

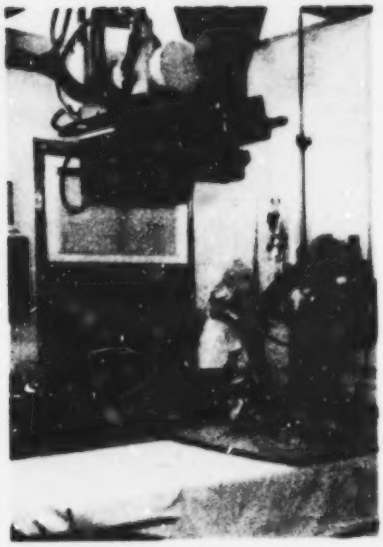
$$\frac{\textit{Shareholder's equity}}{\textit{Shareholder's equity} + \textit{Long-term debt} + \textit{Notes payable} + \textit{Long-term debt payable within one year, including unrealized exchange losses}}$$

Financial Criteria and Declared Dividends (1979-1983)

	1979	1980	1981	1982	1983
Interest coverage	1.19	1.18	1.01	1.01	1.04
Capitalization	24.9%	25.5%	25.1%	26.0%	26.6%
Declared dividends *(Millions of dollars)*	—	—	7	7	60

Electricity in the residential sector: over 2.2 million Québec homes use (and conserve) electricity, thus benefiting from its comfort, its moderate rates, and from programs such as the Dual-Energy heating plan.





Electricity in the service and transportation sectors.

Electricity in industry: textiles, aluminum, steel and aeronautics.

M A R K E T I N G

Since 1982, Hydro-Québec has adopted a more vigorous and selective marketing stance, focused mainly on development and implementation of marketing programs. This heightened concern for dynamic marketing responds to the new requirements of the 1980s: the need to achieve cost-effectiveness for generating equipment commissioned in the 1978-1985 period, slower growth in economic activity and electricity demand in the coming years, and tighter competition among the various forms of energy.

One year ago therefore, the utility began more vigorous marketing of electricity in all consumption sectors and undertook to investigate and promote new applications for electricity, particularly in the industrial sector. This more active promotion effort, which aims at broadening the markets and diversifying the uses of electricity, respects Hydro-Québec's long-standing marketing objectives: increasing electricity's share of Québec's total energy consumption and thereby decreasing Québec's dependence on imported energy, and promoting the wise use of electricity in all its forms.

Hydro-Québec's marketing activity has two major targets. Efforts are directed first at the utility's traditional clientele: individuals, commercial establishments, industries, organizations and communities within Québec. But it is also addressed to markets outside Québec, which comprise neighboring electrical systems in Canada and the United States. In the current energy situation, Hydro-Québec lays special emphasis on selling electricity outside Québec and places great importance on these markets.

This is why the enterprise has combined all responsibility for the marketing of electricity in one administrative unit. For the Québec markets, it has established a multidisciplinary team bringing together specialists in market studies and rate structures, as well as representatives in touch with the main industrial sectors (metallurgy and transport, pulp and paper, wood, agrofood, mines and cement, textiles, oil and chemicals). These representatives, acting through direct, sustained contacts with industry, ensure the dissemination of new high-efficiency electrical technologies. For the markets outside Québec, teams have been formed to conduct market studies, administer existing contracts and increase sales.

At left, an industrial electric boiler.

At right, pulp and paper and agrofood products.

The marketing strategy adopted by Hydro-Québec in 1982 takes concrete form in marketing programs tailored to the individual categories of customers. These programs consist basically in providing customers with technical and financial assistance for the purchase of new equipment and are very often combined with rate incentives. In 1983, programs designed for promoting electrification of industrial boilers, residential dual-energy heating and rate-discounts for firms investing in plant and equipment by far exceeded their original objectives. These three programs are good examples of Hydro-Québec marketing activity which the utility plans to extend to the commercial and service sectors in 1984. These programs contributed to the 1983 recovery in sales growth, but their full effect will be more evident in 1984 and future years. These programs are, of course, accompanied by constant efforts to improve the firm's relations with its clientele.

Finally, rate structuring plays a primary role in Hydro-Québec's marketing success. Since the onset of the energy crisis and energy-price increases, all categories of customers have become more sensitive to the economic impact of the energy options available to them. In this regard, the moderate 3.4% average increase in the rates for firm electricity in Québec that became effective February 1, 1984 will no doubt prove an asset to electricity in its competition with oil and natural gas.

The average rate increases in 1984 for all categories of customers are lower than the expected inflation rate for the year. Electric heating for residential customers, moreover, is not subject to any increase in 1984 because the rate portion generally applying to it was not changed.

Recovery of electricity sales

From all viewpoints, 1983 qualified as a year of recovery in sales of electricity, in contrast to the 3.1% decline of 1982. In fact, Hydro-Québec's total sales rose by 3.9%, an even higher rate than the average during the 1978-1982 period. Two important factors had a bearing on these results: first, the general economic situation, and second, action taken by the utility itself.

Despite a low level of sales at the beginning of the year due to mild temperatures, the economic recovery, which was especially marked in the industrial sector, had an influence on electricity consumption during the second half of the year. At the same time, the effects of the utility's vigorous marketing action, notably for electrification of industrial boilers, began to be felt in sales both inside and outside Québec.

The sales recovery was evident on all markets. Sales inside Québec totaled 88.2 billion kilowatthours (up 2.8%), returning almost to their 1981 level and producing revenue of $3.1 billion (up 10.1%). The utility performed well with regard to sales outside Québec also, recording 19.5 billion kilowatthours in volume (up 9.3%) and $528 million in revenue (up 11.3%).

(Please refer to the first two charts in the *Financial Results* section for the figures on electricity sales and revenue in the 1979-1983 period.)

The Québec market: sales by sector and marketing programs

Residential sector

In the residential sector the growth in electricity sales, which had abruptly subsided in 1982 to 2.1%, continued its decline in 1983 to 1.4%. The small increase in this sector is mainly explained by the mild temperatures early in the year, which reduced electric heating consumption. However, in 1983 electricity became the main source of energy for heating Québec homes; it was the main heating source for 48% of the residential market.

An analysis of residential sales reveals encouraging signs of growth. Electricity will be the heating source for more than 90% of 1983's 40,000 new housing starts. In existing housing, the number of conversions to electric heating (51,000) and dual-energy heating (52,000) reached an unprecedented level. These growth factors did not affect consumption over the entire year and therefore the demand increase they generate will be more accurately evaluated in 1984.

Commercial sector

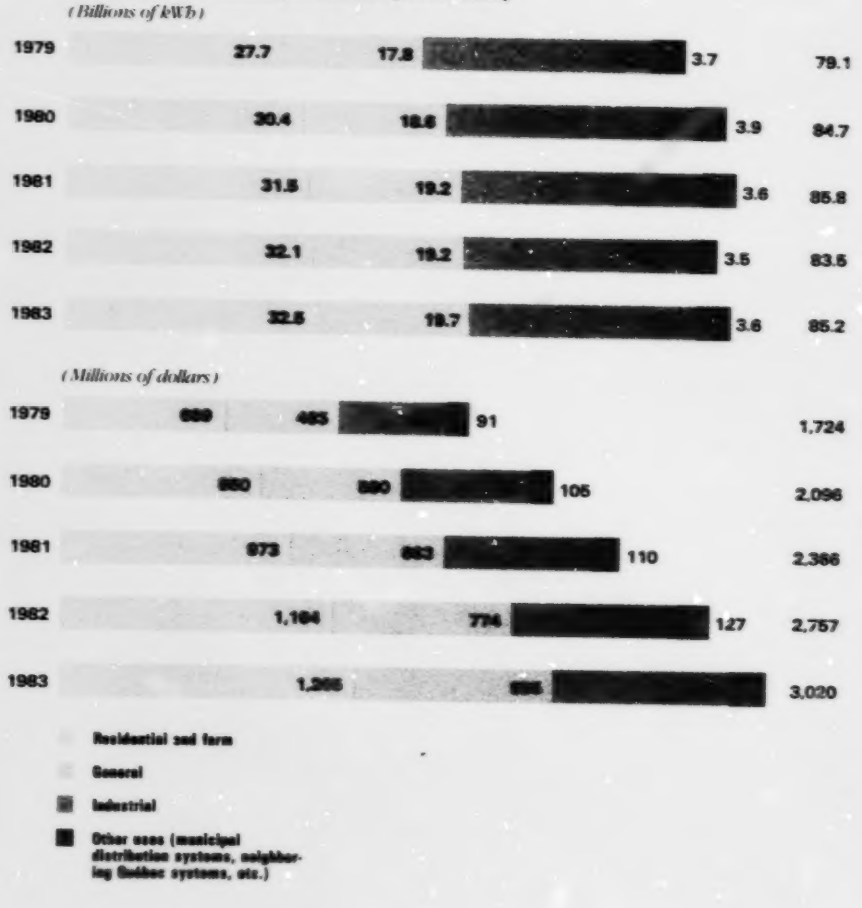
This varied consumption sector includes commercial establishments, office buildings, schools, hospitals and hotels. Sales in this sector rose by 2.8%, about the same as the moderate economic growth rate in Québec's service industry in 1983. However much of the higher sales are attributable to new consumption by office buildings and commercial establishments in Montreal, construction of which began in 1981 but which were occupied only in 1983.

Industrial sector

Sales of firm electricity to the industrial sector grew by 2.2% over the year, but did not attain the level reached in 1981 before the recession. These apparently modest gains should not mask the abrupt change of direction that occurred in the second half of the year. The marked falling-off in consumption by large industrial customers which began in 1982 continued into the first quarter of 1983. However, in the second half of the year the growth in sales resumed, reaching levels as high as 13.8% and 8.1% in the third and fourth quarters respectively, compared with the corresponding periods of the preceding year.

Except for the petrochemical industry, most large industrial customers (pulp and paper, smelting and refining, steel, mining, oil and coal and nonmetallic mineral products) considerably increased their electricity consumption in the latter half of the year. The increase for that period compared with the previous corresponding half year amounted to over a billion kilowatthours, representing growth of 12.2%.

Sales of Firm Electricity in Québec (1979-1983)



Sales of surplus electricity in Québec

Before 1983, Hydro-Québec sold surplus electricity for steam boilers to a small number of Québec industrial firms. In 1982, such sales represented a total of 2.2 billion kilowatthours. During 1983, in response to the program for electrification of industrial boilers, sales of surplus electricity in Québec jumped 38.6% to reach nearly 3 billion kilowatthours. Moreover, contracts signed during the year in connection with the program make it possible to envisage sales of surplus electricity of about 10.5 billion kilowatthours for 1984.

Marketing programs for Québec customers

The year's encouraging sales results in Québec, although partly attributable to the improvement in the general economic climate, reflect the success of Hydro-Québec's new marketing programs. Directed at residential, commercial and industrial customers, these programs for conversion to electricity and rational use of energy offer users electrical or energy solutions that are the most effective and economic for the consumer, the energy producer, and the community. These programs played a primary role in marketing and technological activity, and utilized considerable resources. Their conclusive results show that they respond as closely to the needs of users as to the marketing priorities of the utility.

Overview of Marketing Programs in Effect in 1983

(Round figures)

Electrification of Industrial Boilers

Launched in 1981 for *industry, commerce and the services*: financial assistance for the acquisition or replacement of electric boilers, plus a surplus-electricity rate lower than the price of the energy replaced, in return for a guaranteed consumption level by the customer.

Number of contracts in 1983 : 261
Hydro-Québec grants : $75 million
New contractual load : 1,750 megawatts
Consumption expected in 1984 : 10.5 billion kilowatthours

Rate Discounts

New 1983 program for *industry*: rate relief (50% initially, declining until January 1, 1992) given to firms agreeing to invest in plant (addition of equipment, construction or expansion, new technological processes).

Number of contracts in 1983 : 70
New contractual load : 170 megawatts
Investments undertaken by firms : $625 million

Dual-Energy

Implemented in late 1982 for *residential users*: maximum nontaxable grant of $650 for single-family dwellings that convert to dual-energy heating. Extension of program in 1984 to *multi-family housing* (2 to 20 units), *public buildings* and various other buildings.

Number of grants paid in 1983 : 52,000
Amount of Hydro-Québec grants : $33.5 million
Consumption expected in 1984 : 1 billion kilowatthours

Rational Use of Energy

- **Énergain Québec**

  Hydro-Québec administers this program designed to improve the energy efficiency of a million homes and reduce their energy consumption by 32% before the year 2000.
  Number of energy analyses performed in 1983: 120,000 (46,000 in 1982)

- **Canada Oil Substitution Program**

  Hydro-Québec collaborates in this program on Québec territory when electricity is the substitute form of energy.
  Number of grant requests approved in 1983: 94,280
  Grants made in Québec by the federal government: $72 million

- **Double-E Program of Canadian Electrical Association**

  Hydro-Québec participates in this program designed to promote energy efficiency in residential housing and commercial and industrial buildings. In 1983 Dominion Textile, whose candidature had been submitted by Hydro-Québec, placed first in Canada among establishments adopting the most effective energy efficiency measures.

Sales outside Québec and major contracts

Sales outside Québec to other electrical systems in Canada and the United States expanded satisfactorily. The volume of these sales rose 9.3%, mainly through sales to American customers, but also, to a lesser extent, through sales to New Brunswick. The American systems bought 52% and Canadian systems 48% of the 19.5 billion kilowatthours sold outside Québec. Revenue from sales outside Québec reached $528 million (up 11.3%) and accounted for 14.7% of Hydro-Québec's revenue from sales of electricity.

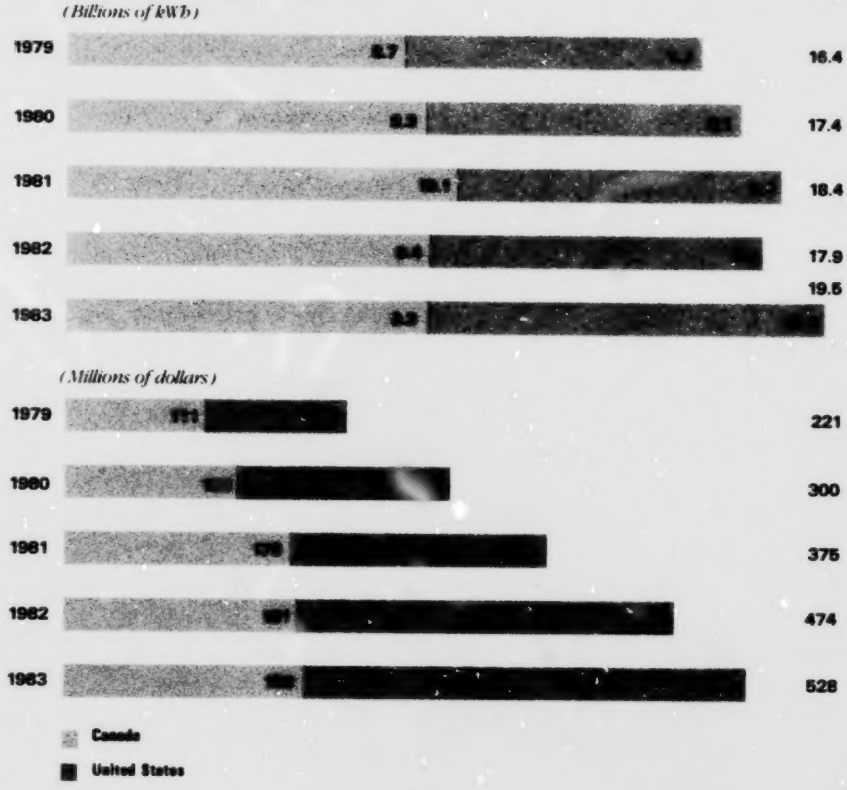
The year 1983 also witnessed several steps to negotiate new agreements for the supply of electricity outside the province. Such agreements are generally of two types: sales contracts for firm supplies of energy or power, or interconnection agreements that provide a framework for effecting transactions according to availability and customer requirements.

In 1982 Hydro-Québec signed a major contract with the New York Power Authority to sell 111 billion kilowatthours over a 13-year period starting in 1984. On March 21, 1983, Hydro-Québec and the New England Power Pool (NEPOOL) signed three agreements for the sale and exchange of electricity to start in 1986. The first provides for the commissioning in 1986 of a Hydro-Québec-NEPOOL interconnection and the banking of energy for NEPOOL in Hydro-Québec's reservoirs. The second provides for the sale of energy (up to 33 billion kilowatthours) by Hydro-Québec to NEPOOL in the 1986-1997 period.

The third is an interconnection agreement enabling the two partners to derive maximum benefit from the interconnection of their systems. These agreements will go into effect when Hydro-Québec obtains an export licence and a permit for construction of a direct-current interconnection between Des Cantons substation near Sherbrooke and the Québec-Vermont border.

In view of the forecast slowdown in Québec's electricity demand and developments in the energy markets, Hydro-Québec revised its marketing policy for sales outside Québec. It intends to rapidly exploit the advantage it holds in the form of surplus energy resulting from the commissioning of the James Bay generating stations. But it is also interested in long-term contracts covering sales of firm electricity outside the province, and in 1983 began negotiations for this purpose with NEPOOL.

Sales outside Québec (1979-1983)



Operations

This section presents the principal technical data relating to operation of the system and major commissionings during the year.

Major increase in installed capacity

As a result of major plant commissionings during the year, the total installed capacity of Hydro-Québec's generating equipment rose by 2,159 megawatts or 11.3%. This is the second largest annual increase in the history of the firm. The largest was in 1980, when 2,388 megawatts or 16.5% was added to installed capacity with the commissioning of seven generating units in the La Grande 2 power station.

The significant increase in installed capacity in 1983 is explained by completion of the vast construction program undertaken in the early 1970s and carried out in little more than a decade. The year 1983 saw the commissioning of seven new generating units at La Grande 3 (1,344 megawatts), the coupling of the 685-megawatt Gentilly 2 nuclear power station to the system and other minor additions. Total installed capacity now stands at 21,301 megawatts, just about double the production capacity of 1973. Hydro-Québec also has access to most of the generation of the Churchill Falls power plant, which has a nominal capacity of 5,225 megawatts.

Generating Facilities

(at December 31, 1983)

	Number of power stations	Installed capacity		1983 gross production	
		Megawatts	%	*Billions of kWh*	%
Hydroelectric generating stations	51	19,555	91.8	85.9	97.3
Thermal generating stations	28	1,746	8.2	2.4	2.7
Total	79	21,301		88.3	

For information on the individual facilities please consult the list of Hydro Québec's generating stations on page 34

Winter peak: 19,788 megawatts

The maximum peak demand for firm electricity in Québec during the winter of 1983-1984 occurred at 6 p.m. on Tuesday, December 20. It was 19,788 megawatts, compared with the previous winter's peak of 18,379 megawatts. The 7.7% increase was attributable to more severe weather conditions and the economic recovery.

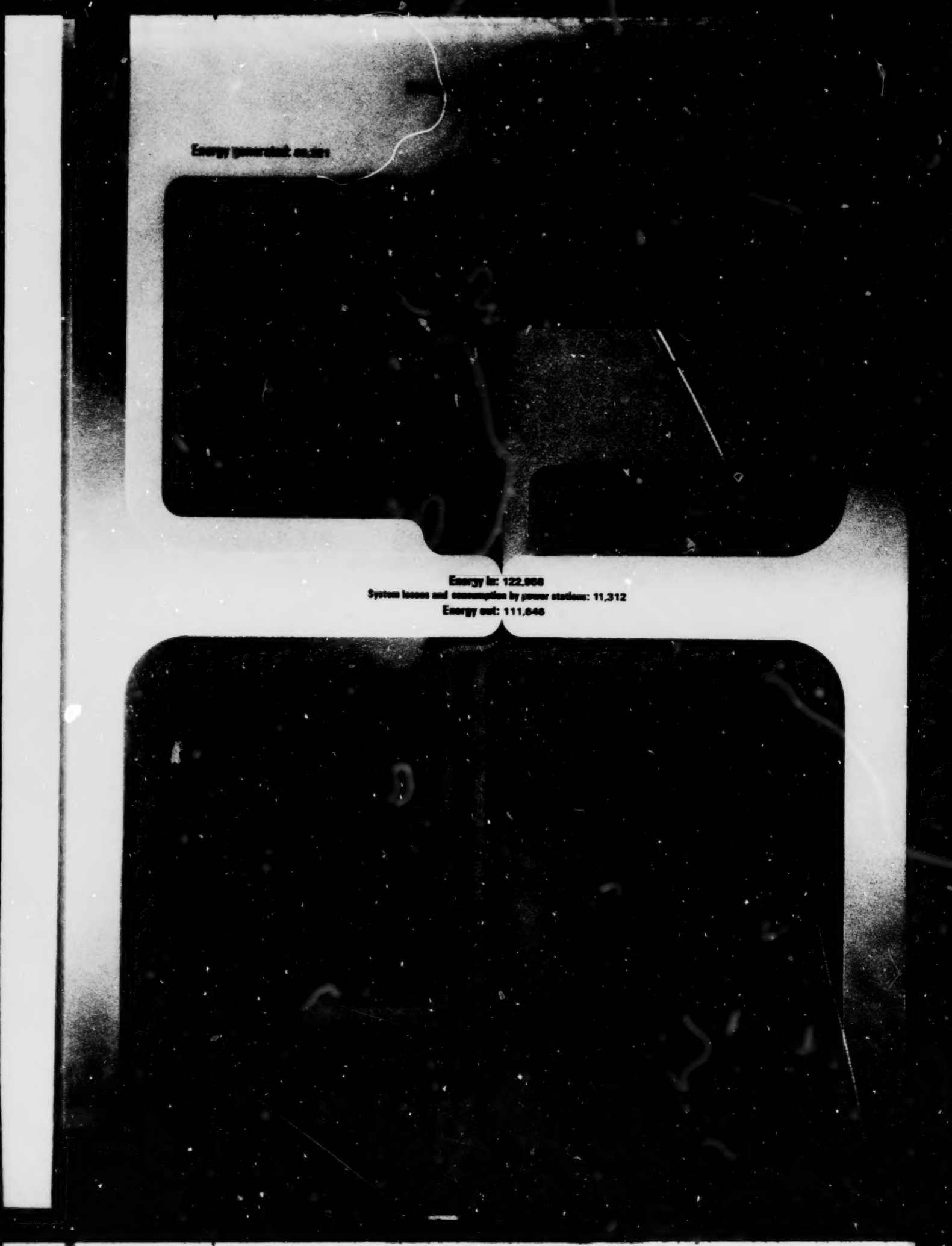
12.1% increase in generation

The gross generation of Hydro-Québec's power stations increased by 9.5 billion kilowatthours in 1983, to reach 88.3 billion kilowatthours. Hydroelectric generation remained predominant, representing 97.3% of the total, compared with 99.7% in 1982, indicating a slight shift towards thermal energy as a result of the Gentilly 2 nuclear plant commissioning. La Grande 2 power station accounted for 25% of the total generation and remains the largest generating station on the system.

Water conditions and reservoir levels

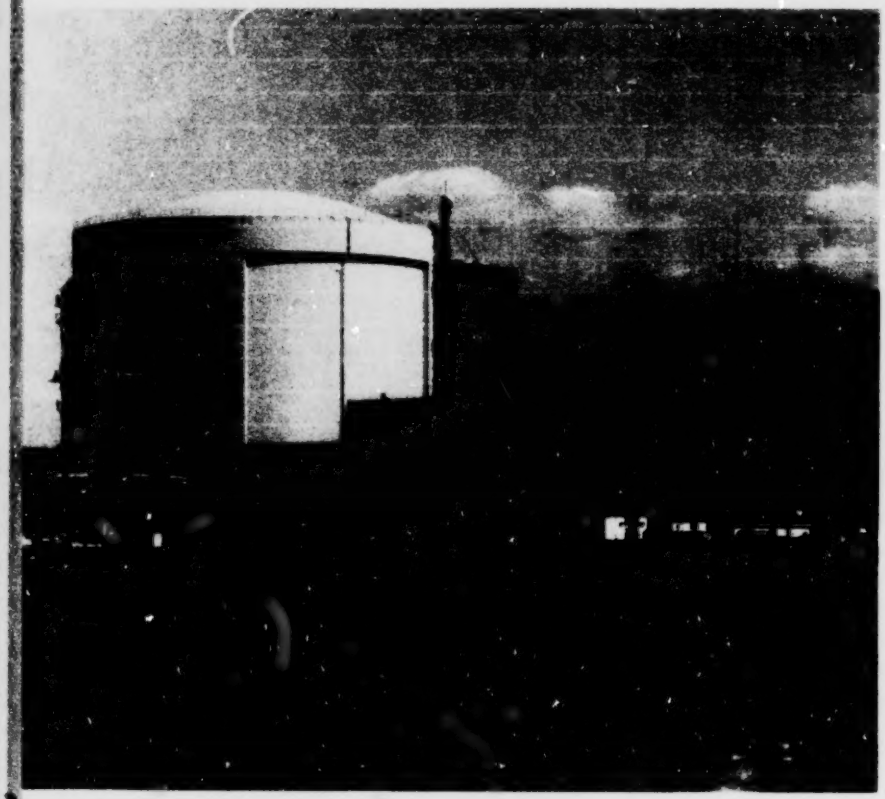
Runoff in 1983 was larger than in 1982 and exceeded the 10-year average for all river basins, except the St. Lawrence.

At January 1, 1984, the water stored in Hydro-Québec's reservoirs represented an energy equivalent of 75.1 billion kilowatthours, 21.3 billion more than at the end of 1982. As the maximum usable reserve (including the La Grande 4 and Caniapiscau reservoirs) equals 96.4 billion kilowatthours, the energy equivalent in the reservoirs represented 77.9% of capacity.


Energy in: 122,958
System losses and consumption by power stations: 11,312
Energy out: 111,646

Gentilly 2—Main Features

Name of power station	Type of reactor : CANDU-PHW			Installed capacity
	Fuel	Moderator	Coolant	*(Megawatts)*
Gentilly 2	Natural uranium dioxide	Heavy water	Pressurized heavy water	685

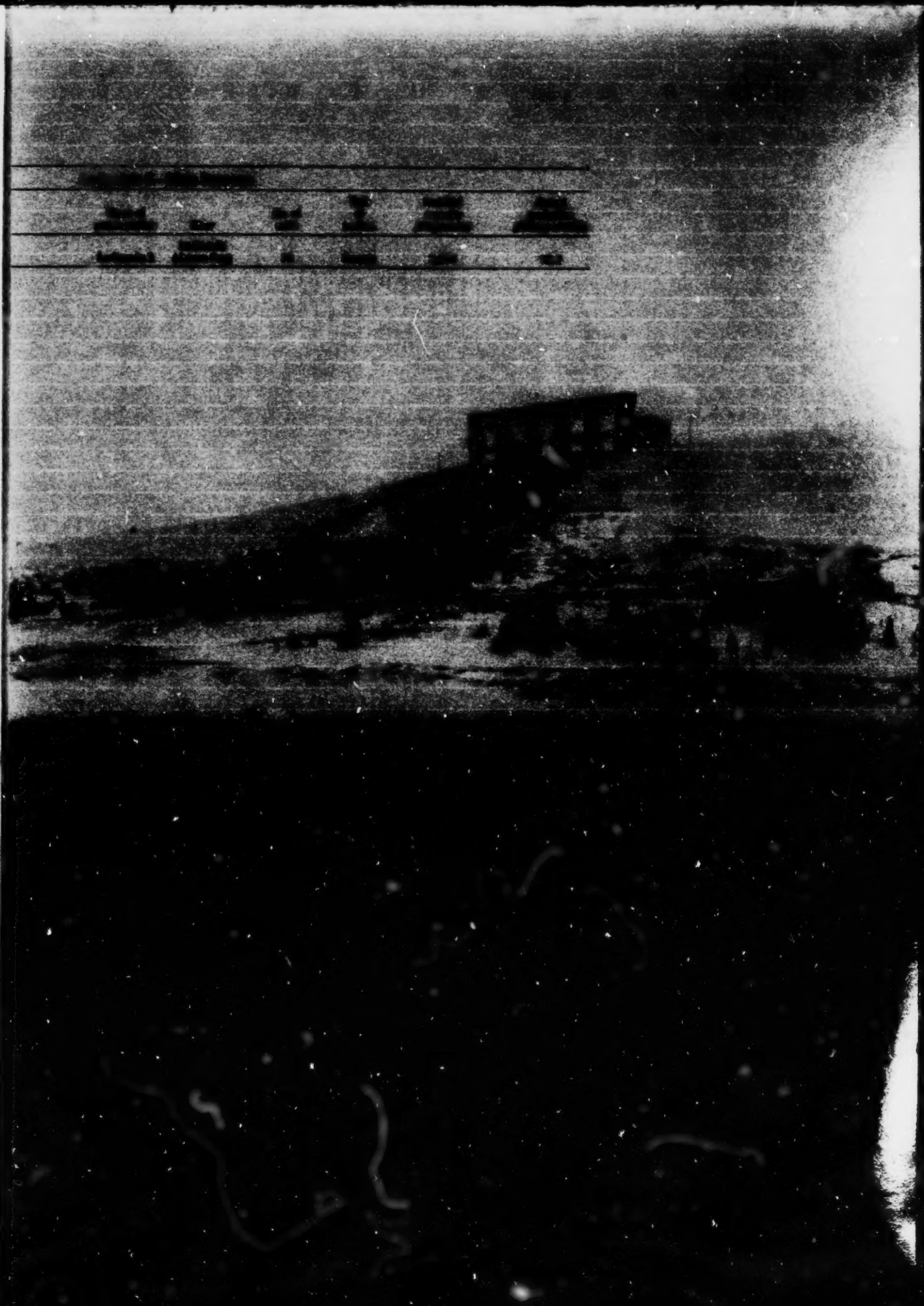


Major commissionings:
La Grande 3 and Gentilly 2

There were two major commissionings during the year. Seven new hydroelectric generating units were placed in service at La Grande 3, in the James Bay region, bringing to 10 the number of units in operation at that plant at December 31. The plant's final two units were run in and by early 1984, all 12 of the power station's generating units will be coupled to the system.

The other major commissioning was Gentilly 2, Hydro-Québec's first and only nuclear power station. Situated on the shore of the St. Lawrence River and equipped with the largest turbogenerator on the system, Gentilly 2 entered the phase of commercial operation in September 1983, 10 years after the start of construction.

Safety is of prime importance at a nuclear power station and Gentilly 2 is therefore equipped with numerous monitoring and protection systems which reduce the risk of accident. These systems are themselves reinforced with special devices designed to intervene in case of emergency. Hydro-Québec has a special radiation protection department which ensures the protection of workers and the public; it is also responsible for management of radioactive wastes, control of effluents and monitoring of the environment.



Generating Stations

GENERATING STATIONS IN SERVICE*	Capacity (Kilowatts)
Hydroelectric	
La Grande 2	5,328,000
La Grande 3**	1,920,000
Beauharnois	1,613,410
Manic 5	1,292,000
Manic 3	1,183,200
Manic 2	1,015,200
Bersimis 1	912,000
Outardes 3	756,200
Bersimis 2	655,000
Carillon	654,500
Outardes 4	632,000
Outardes 2	453,900
Trenche	290,800
Beaumont	243,000
La Tuque	216,000
Paugan	208,850
Manic 1	184,410
Rapide Blanc	183,600
Shawinigan 2	163,000
Les Cèdres	162,000
Shawinigan 3	157,300
Grand-Mère	148,075
Rapide-des-Îles	146,520
Chelsea	144,000
La Gabelle	136,580
Première Chute	124,200
Rapides Farmers	98,250
Rapides des Quinze	89,600
Chute des Chats	89,300
Bryson	61,000
Rapide 7	57,000
Rapide 2	48,000
Rivière des Prairies	45,000
Chute Hemmings	28,800
Hull 2	27,280
Sept Chutes	18,720
Saint-Narcisse	15,000
Drummondville	14,600
Mitis 1	6,400
Pont-Arnaud	5,450
Chute Bell	4,800
Mitis 2	4,250
Saint-Alban	3,000
Saint-Raphaël	2,550
Sherbrooke	2,256
Chute Garneau	2,240
Corbeau	2,000
Magpie	1,800
Rawdon	1,720
Chute Burroughs	1,600
Anse Saint-Jean	400

	Capacity (Kilowatts)
Thermal	
Nuclear	
Gentilly 2	685,000
Conventional	
Tracy	600,000
Gas turbine	
La Citière	200,880
Cadillac	162,000
Diesel	
Îles de la Madeleine	59,339
Blanc-Sablon	6,200
La Tabatière	4,700
Saint-Augustin	3,000
Fuujjuaq	2,400
Poste-de-la-Baleine	2,400
La Romaine	2,400
Parent	2,350
Natashquan	2,100
Île d'Entrée	1,740
Port-Menier	1,700
Île aux Grues	1,650
Inukjuak	1,250
Povungnituk	1,250
Salluit	1,000
Kangiosujuaq	820
Quaqtaq	800
Kangiqsualujjuaq	630
Johan-Beetz	605
Kangirsuk	600
Akulivik	440
Tasiujaq	440
Aupaluk	400
Ivujivik	360

	(Kilowatts)
Total installed capacity* **	
Hydroelectric generating stations (51)	19,554,761
Thermal generating stations (28)	1,746,454
Total capacity of the 79 generating stations in service at December 31, 1983	21,301,215

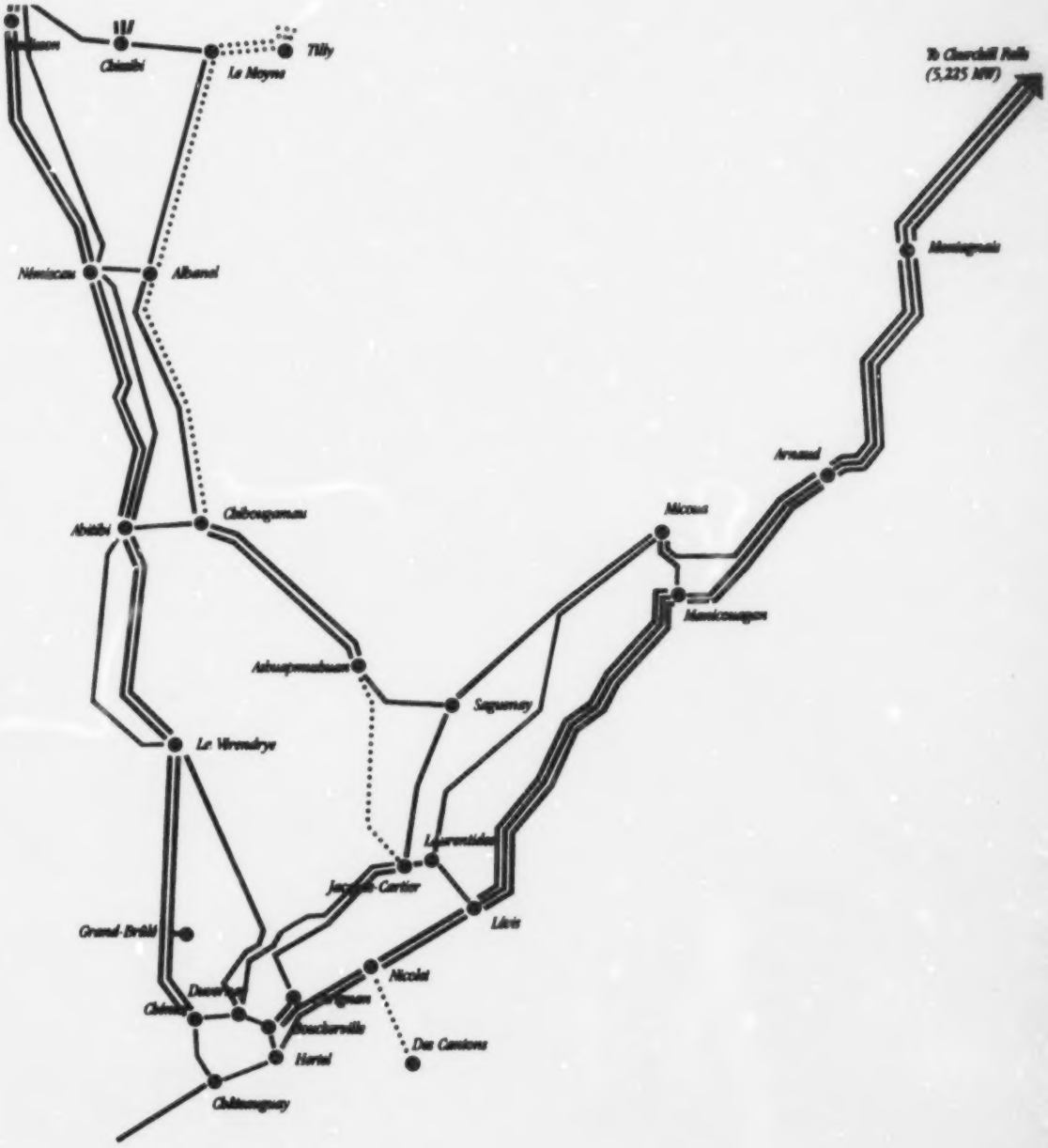
GENERATING STATIONS UNDER CONSTRUCTION	In-service date	Capacity (Kilowatts)
Hydroelectric		
La Grande 3**	1984	384,000
La Grande 4	1984-1985	2,637,000
Manic 5 (additional capacity)	1992-1993	988,000

** A 230-kilowatt wind powered generator connected to the Magdalen Islands' system and a 56 kilowatt wind turbine operated at IREQ are not included in this list since they are experimental.*

*** At December 31, 1983, 10 generating units were in service at La Grande 3. When its 12 units are completed in 1984, this plant will have a total installed capacity of 2,304 megawatts.*

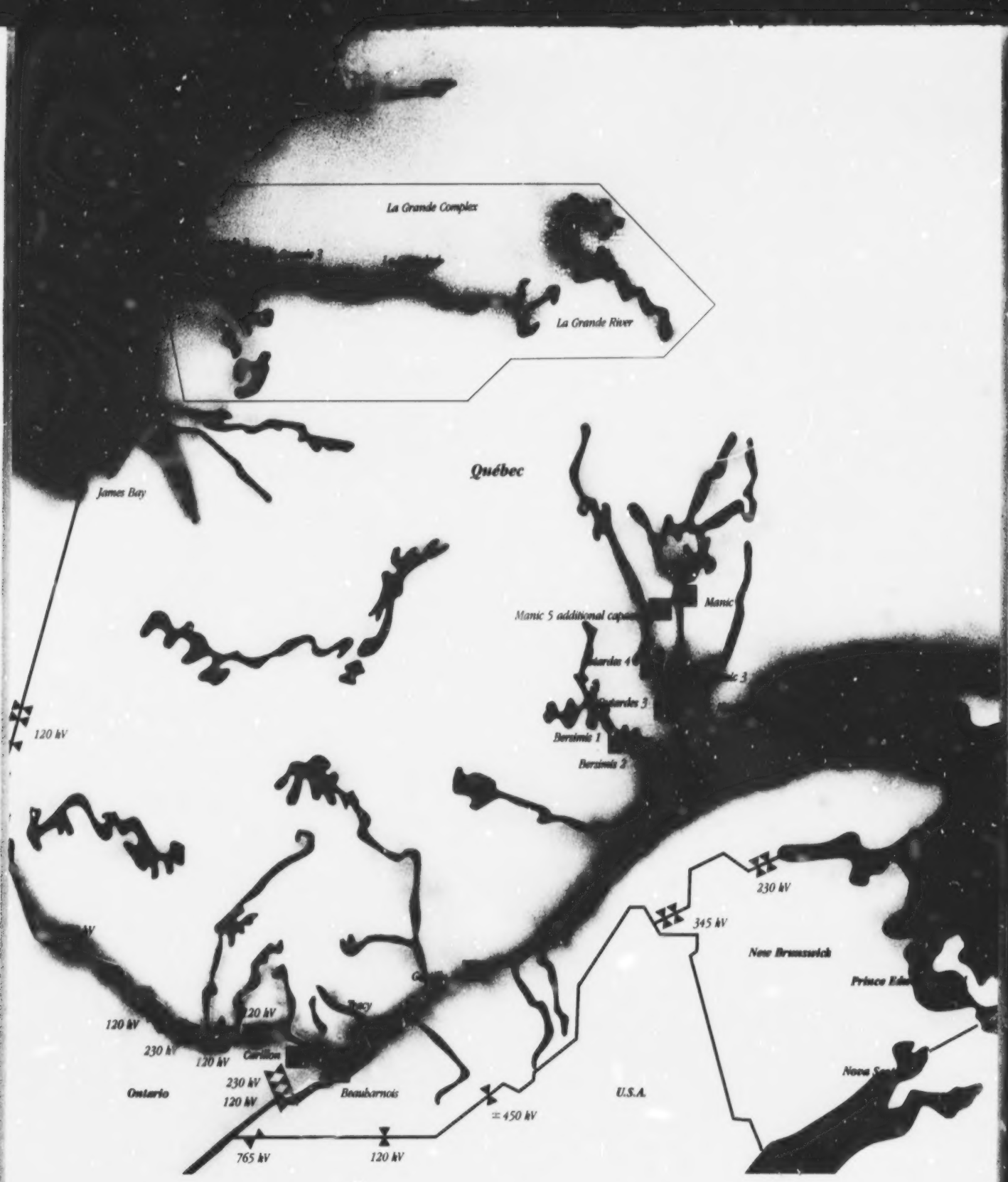
**** Hydro-Québec also has access to most of the generation of Churchill Falls power station, which has a nominal capacity of 5,225 megawatts.*

Configuration in 1983



Legend

- Generating station rated 500 MW or more
- Generating station under construction (500 MW or more)
- 735-kV substation
- Future 735-kV substation
- Interconnection
- Future interconnection
- 735-kV line
- Future 735-kV line
- 765-kV line


La Grande Complex
La Grande River
Québec
James Bay
Manic
120 kV
230 kV
345 kV
New Brunswick
120 kV
230 kV
120 kV
Carillon
230 kV
120 kV
Ontario
Beauharnois
U.S.A.
± 450 kV
765 kV
120 kV

C O N S T R U C T I O N

The year 1983 marked the beginning of a period of slowdown in Hydro-Québec's construction activity. This change is explained by the fact that the large generating and transmission facilities built since the early 1970s are either in service now or will be before 1985, and that according to present forecasts they will be adequate to meet the demand for firm electricity in Québec almost until the year 2000.

Thus, after a long period of rapid expansion of its generating facilities, Hydro-Québec now has a period of respite which it intends to utilize for renovation and modernization work. This program will be geared to improving generating facilities and transmission, distribution and telecommunications installations.

Generating facilities under construction or planned

James Bay
La Grande Complex—phase 1 (10,269 megawatts)

The year's major construction work was concentrated at the La Grande hydroelectric complex. Some $1.1 billion was spent during the year on this project and allied transmission system, accounting for 48.2% of the year's total capital expenditures. Construction of phase 1 of the La Grande complex is being carried out by the Société d'énergie de la Baie James, a subsidiary of Hydro-Québec.

Begun in 1972, construction of the La Grande 2, 3 and 4 generating stations and allied structures, including the transmission system, was 88% complete at year-end. Capital expenditures on the project then totaled $12.8 billion out of an overall budget of $14.6 billion. This gigantic technical and financial undertaking is being carried out strictly on schedule and will be completed at a cost some $1.6 billion below initial estimates.

There was sustained activity at three construction sites in 1983. At La Grande 4 (nine generating units, 2,637 megawatts), where 90% of the work was completed by year-end, filling of the reservoir commenced and installation work proceeded on six generating units in preparation for commissioning of the first unit in the spring of 1984. Electrical, mechanical, control, telecommunications and remote-control equipment was also installed. At the same time, work at the La Grande 3 site was almost completed, with 10 generating units in service and the final two being run in at year-end.

The huge Caniapiscau reservoir, whose usable reserve will be some 40 billion cubic metres, has filled to within one metre of its maximum elevation (536 metres). Early in 1984, the reservoir and allied works will be placed in service making enough additional water available for the complex's three generating stations to increase their production by as much as 35%.

Manic 5—additional capacity (988 megawatts)

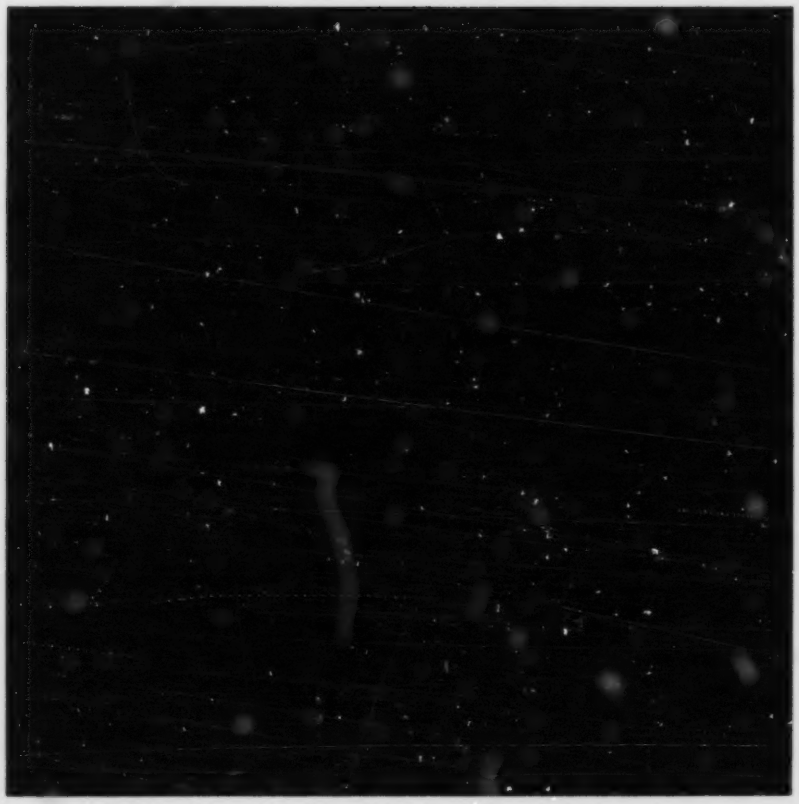
Although commissioning of this peaking plant has now been postponed until 1992, some work was carried out on it in 1983. All the required excavation has been completed except for part of the inclined tunnel and intake canal; concreting of the manifold and intake was also finished. This construction site will be closed until 1989, but the engineering work will continue, although at a slower pace.

Rivière des Prairies powerhouse spillway

Work has been undertaken at an estimated cost of $80 million to replace the spillway at the Rivière des Prairies generating station near Montreal. The new structure will go into service in early 1985.

Lac Robertson hydroelectric station

A small 21-megawatt hydroelectric power station has been designed for Lake Robertson, 1,200 kilometres from Montreal, to replace diesel generating stations now serving about 10 villages on the Lower North Shore of the St. Lawrence River. With its 69-kilovolt transmission lines and three substations, this project represents an investment of $150 million. Subject to receiving the required administrative authorizations, construction will span a three-and-a-half-year period, with commissioning scheduled for 1987.



La Grande 4 dam and generating station under construction in the James Bay region.

Transmission system

Capital expenditures on the transmission system totaled $554 million in 1983 compared with $694 million in the preceding year. This decrease reflected a lower volume of work on the James Bay transmission system, a decline, however, which was partially offset by early development work on new interconnections with electrical systems outside Québec.

Commissionings in 1983 added a total of 1,090 circuit kilometres to Hydro-Québec's transmission system, representing a growth rate of 3.6%, about the same as in 1982. The high-voltage transmission system now comprises more than 31,000 circuit kilometres. The year's main transmission projects involved two James Bay lines, interconnection facilities, and various measures to extend, reinforce and automate the system.

About 70% of the new circuits commissioned in 1983 were on the fourth and fifth James Bay transmission lines, which will be completed by 1985: three circuits linking Albanel and Saguenay substations on the fourth line, a circuit between Chibougamau and Ashuapmushuan substations on the fifth line, and a link between La Grande 3 and Chissibi substation. (See System Configuration in 1983 on page 35.)

Other less extensive line and substation work was carried out in 1983 to increase transmission-system reliability in readiness for the growing demand from Québec's industrial sector that is expected to result from Hydro-Québec's surplus-energy marketing programs.

The utility also continued work on installing nine new regional operating centres, which form an integral part of the major system-automation program undertaken in 1979. The regional operating centres will result in both operating savings and improved service to customers. During the year, construction of the centres for the Mauricie and Manicouagan

regions was completed. Development was also started on computer systems that will help monitor system behavior and provide for remote-control of about 400 substations and generating stations throughout the service area.

Interconnection installations

In 1983, capital expenditures on equipment and lines for interconnections with systems outside Québec reached nearly $100 million, almost double the 1982 figure. This increase indicates the importance the utility now attaches to electricity sales outside Québec and consequently to the facilities required to serve those markets. Development of interconnections will continue at a similar pace in the 1984-1986 period, as Hydro-Québec plans to spend about $320 million in this area in those years.

Interconnections with Neighboring Systems outside Québec

(Lines to Churchill Falls excluded)

Interconnections in service	Carrying capacity	No. of lines
Ontario	3,665 megawatts of which 2,765 megawatts can be delivered simultaneously	13
New Brunswick		3 (1 of which is temporary)
New York State		3
Vermont		1

Equipment and lines under construction or planned		Projected commissioning date
New York State*	1,000 megawatts	June 1984
New Brunswick	250 megawatts raised to 500 megawatts	1984 October 1985
New England (NEPOOL)	690 megawatts	October 1986

** Back to back converter at Châteauguay substation will increase the simultaneous carrying capacity by 1,000 megawatts.*

Interconnections with the United States and New Brunswick monopolized most of the resources in 1983, not only for the construction work itself but also for related environmental studies, requests for permits and communications with the populations and groups concerned. Construction and installation of the 1,000-megawatt back-to-back DC converter at Châteauguay substation were completed at the end of December. Verification, start-up and acceptance tests will continue until commissioning.

For the interconnection with New England, preconstruction administrative procedures were followed during the year, notably as regards the Bureau des audiences publiques sur l'environnement (office of public hearings on the environment), the Commission de protection du territoire agricole du Québec (the commission for protection of agricultural land in Québec) and Canada's National Energy Board. This project gave rise to exhaustive environmental studies, including the biological effects of high-voltage transmission lines. Finally, projects were carried out to enhance communications with the public and the property owners and government departments concerned.

A temporary 138-kilovolt line that interconnects with New Brunswick was placed in service in April 1983. Construction of a 350-megawatt back-to-back DC converter for the permanent interconnection between Rivière-du-Loup and Madawaska substation began in the summer and land clearing for the project has been completed.

Distribution installations

In 1983, Hydro-Québec's efforts to increase the reliability of the distribution system so as to provide better continuity of service to customers were reflected in capital expenditures of $286 million. The proportion of total capital expenditures allocated to the distribution system has almost doubled in the past five years.

Now that the forecast growth in electricity demand points to a respite in construction of generating and transmission facilities, the utility is in a position to channel more of its technical and financial resources towards extending and modernizing its distribution system installations. The utility has, in fact, already adopted this objective in its 1984-1986 Development Plan, in which capital expenditures of $1.8 billion are provided for distribution.

Work on the distribution system in 1983 added 1,691 circuit-kilometres, bringing the system's total length to 89,252 kilometres. In addition, renovation projects were accelerated, principally through an agreement concluded in June with the City of Montreal's electrical services commission. This agreement, which represents an overall investment of $538 million by the two partners, provides for the renovation, before 1989, of the city centre's extensive underground electrical system (standardization of voltage at 25 kilovolts) and, in other districts, the relocation of poles or conversion to underground distribution.

Profile of Distribution System (1979-1983)

	1979	1980	1981	1982	1983
Overhead system *(km)*	79,966	80,252	82,632	83,554	84,903
Underground system *(km)*	3,251	3,345	3,659	4,007	4,349
4- and 12-kV lines *(km)*	28,286	24,707	22,824	20,902	19,612
25-kV lines *(km)*	53,648	57,966	61,594	64,785	68,992
34-kV lines *(km)*	832	752	948	700	648
Transformer capacity *(kVA)*					
• connected to 4 and 12 kV	8,231,988	8,166,724	8,113,218	7,815,969	8,174,806
• connected to 25 kV	10,895,418	12,431,911	14,387,740	15,917,400	16,480,394
• connected to 34 kV	89,085	95,754	71,277	85,065	94,905
Capital expenditures on distribution system, substations included *(Millions of dollars)*	211	260	318	319	286
Proportion of distribution in total capital expenditures	7.5%	10.0%	12.0%	12.5%	13.1%

T E C H N O L O G I C A L

Research and International Activities

Research

During 1983, Hydro-Québec's research institute IREQ continued its research, development and demonstration work along two major lines: improving the utility's power generation-transmission-distribution techniques and system operating methods, and developing efficient and cost-effective new applications of electricity, while keeping abreast of alternative energy sources.

On the level of industrial applications of electricity, assessment of hydrogen as an energy carrier centered mainly on the operation of an electrolysis pilot plant. Built in 1982 in collaboration with Electrolyser Inc., the plant uses the largest single-pole electrolyzer currently in existence. As of 1984, part of the hydrogen it produces will be used as a direct energy source for a 42-kilowatt experimental fuel cell.

In order to promote plasma use, IREQ acquired leading-edge technology developed by the Noranda Research Centre, and was thus in a position to launch a program, in collaboration with Québec industry and foreign manufacturers, to investigate the industrial applications of plasma torches. Pilot installations were proposed, in particular for the steel, metal and cement industries. In addition, IREQ reached an agreement with CODATEL (Québec) to construct two test-benches for use in plasma and infrared heating research.

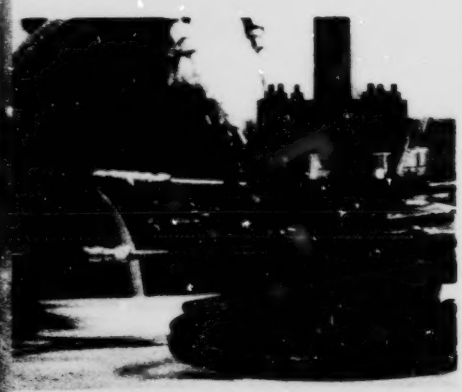
IREQ continued its efforts to develop a new type of polymer-electrolyte battery in cooperation with the Société nationale Elf Aquitaine. Moreover, Hydro-Québec has signed an agreement with this French partner for the construction of complete predevelopment prototypes within the next four years. In its final form, the battery may be used to power electric vehicles.

On another front, the Institute and a number of industrial partners are studying the use of an industrial heat pump capable of supplying about 10 megawatts of thermal energy.

High-voltage direct-current transmission lines and interconnections with neighboring systems were also areas of intense research in 1983. Hydro-Québec engineers participated in several studies performed on IREQ's power system simulators and experimental line. Work focused on the optimization of interconnection design, the effects of electric fields and the behavior of polluted insulators and thyristor valves. In the area of alternating-current transmission lines, a new synthetic test circuit allowed out-of-phase testing on full poles of 735-kilovolt circuit breakers and studies on the behavior of other components of the James Bay transmission system.

Considerable research effort was also devoted to alternative energy sources, as the Éole wind energy and Tokamak fusion projects continued in cooperation with the National Research Council Canada and with the participation of Québec universities and industries. Under the Éole project, a vertical-axis Darrieus-type wind turbine with a 56-kilowatt capacity was installed at IREQ. Tests on this experimental wind-powered generator will supply data for the design of a 4-megawatt wind turbine to be constructed in 1985. The Varennes tokamak, for its part, has permitted theoretical research to be carried out on radiofrequency heating of plasmas, in collaboration with the Massachusetts Institute of Technology and the Culham Fusion Laboratory in Great Britain.

In 1983, efforts devoted to marketing technologies and products developed at the Institute bore fruit. A ground-wire power tap was marketed in Peru: this system allows electrification of small localities that are far from distribution centres but close to high-voltage transmission lines. Power system analysis programs developed at IREQ were sold in India and to two U.S. companies. Various electrical-equipment manufacturers, both in Canada and



An IREQ researcher works on processes for extracting metals in a plasma furnace.

abroad, took advantage of the services offered by IREQ's large test laboratories. The staff also undertook research on behalf of clients in Canada, Argentina, Brazil and the United States. Finally, in order to support its marketing efforts, IREQ launched a technical news bulletin, *Information IREQ*, published three times a year for its partners within Hydro-Québec, the electrical industry and the scientific community.

IREQ's operating expenditures amounted to $49.1 million, and its research, development and demonstration activities yielded revenues of $11.5 million.

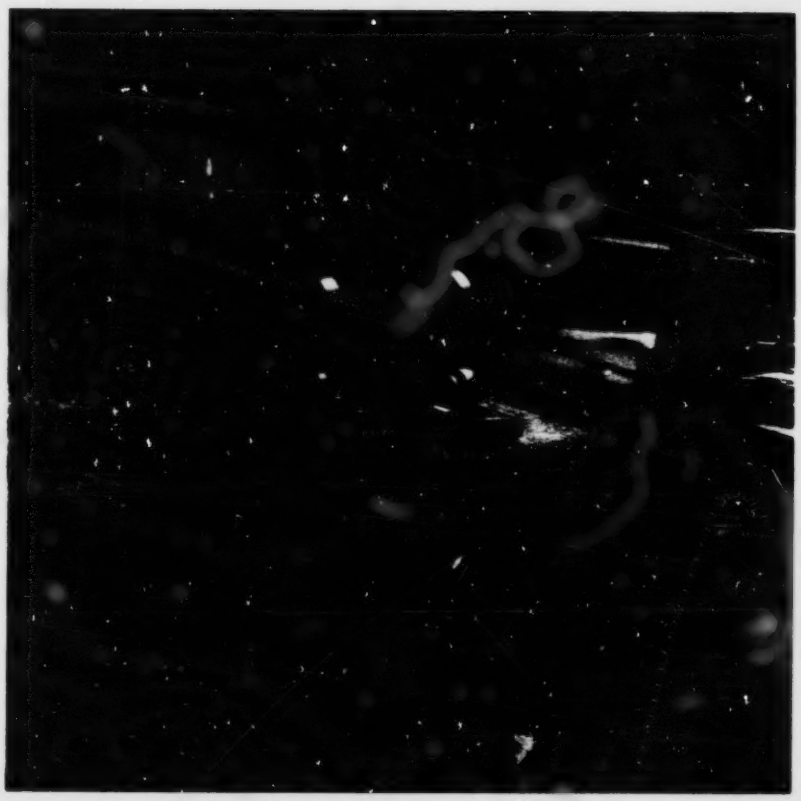
International activities

The year 1983 marked Hydro-Québec International's fifth year of existence. The role of this subsidiary is to promote the export of services, manpower and equipment related to Hydro-Québec's expertise and to enable Hydro-Québec specialists to participate, through technical assistance and cooperation programs, in the planning and construction of electrical power systems in other countries. At present, Hydro-Québec International's activities abroad are concentrated mainly in Saudi Arabia, India, Bangladesh, Cameroon, Guinea Conakry, Argentina and Haiti.

In 1983 sustained market exploration and promotion efforts continued, giving rise to some twenty offers of service to prospective clients. However, Hydro-Québec International's progress in certain markets was slowed by several external factors, notably some countries' difficulty in financing their projects, the strength of the Canadian dollar in relation to other currencies, and delays in reviving projects that had been shelved during the world recession.

Nevertheless, Hydro-Québec International consolidated its position in various countries. It signed a contract with the National Thermal Power Corporation of India for the design and engineering of a high-voltage direct-current transmission network and a back-to-back converter substation, as well as for a technology transfer. In Africa, a new contract was concluded with the national electrical utility of Mali to provide coordination services for the country's first electricity and water supply project. Another contract was signed with Guinea Conakry to train a group of Guinean engineers at Hydro-Québec.

Also worthy of note is a contract to prepare a development plan for Empresas Públicas de Medellin in Colombia, in which Hydro-Québec International will act as sub-contractor for a Colombian firm of consulting engineers. In Latin America, a market which is undergoing many economic difficulties at present, activity has slowed down and revenues from contracts currently being executed suffered a particularly large drop.



Research on remote detection of line insulator failures by laser beam.

Cooperation activities led to the signing of a number of major agreements. Noteworthy among these was a $10-million technical cooperation agreement signed in the spring with the Société Nationale d'Électricité du Cameroun (SONEL). This five-year agreement provides for a group of Hydro-Québec experts to be sent to SONEL and for future Cameroonian engineers to be trained in Québec. Hydro-Québec also signed a technical assistance and cooperation agreement with Peru and began negotiating other technical cooperation agreements with a dozen countries. Furthermore, it continued to offer training to more than a hundred managers, engineers and technicians from Africa, Latin America and Asia, and pursued technical exchanges with American and European companies.

Current-limiting fuse developed by IREQ and Kearney National.

Tests on 735-kilovolt circuit-breakers at IREQ's high-power laboratory.

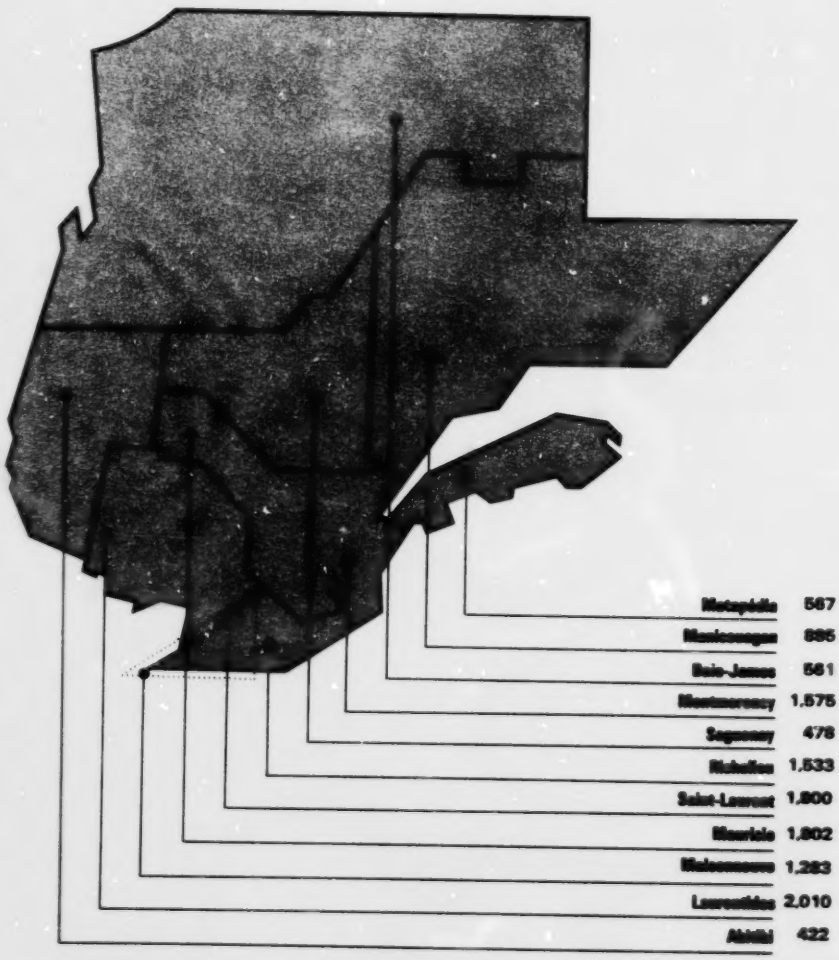
P E R S O N N E L

The profile of Hydro-Québec's work force altered considerably during 1983. The utility continued the efforts begun in 1982 to reduce its expenses and adapt its organization to the new priorities.

The most significant result was the reduction in the number of permanent staff from 19,959 to 18,975, a drop of 4.9%. This stemmed in part from regular departures, but chiefly from the success of a voluntary departure compensation program which encouraged early retirement. Almost 1,000 employees retired during the year under this program.

The number of temporary staff also decreased materially, falling from 1,813 to 1,049 person-years on average in operations and from 937 to 317 person-years on average on the construction sites. This is equivalent to reductions of 42.1% in the first case and 66.2% in the second.

Distribution of Hydro-Québec's Permanent Staff by Administrative Region



Organization

During the year, Hydro-Québec terminated the administrative reorganization undertaken in 1982 to streamline its structure and raise its decision-making efficiency at head office and in the regions. This restructuring, which affected the departments, directorates, divisions and sections, led to many fusions and to a 30% reduction in the number of management positions.

The utility also continued to reassign available staff from units which had experienced substantial drops in activity levels. In all, some 700 permanent employees were transferred to other functions during the year, and by year-end about 950 people remained to be reassigned. A large number of the reassigned employees were moved into operating and marketing functions, supported by retraining and career planning programs.

In addition, with a view to ensuring more efficient use of its human resources, the utility established a decentralization plan aimed at transferring certain operational activities from head office to the regions and to the Installations group, and from the regional offices to the sectors. This decentralization will lead to the transfer of some 2,500 jobs during 1984, only a minority of which will require geographical relocation.

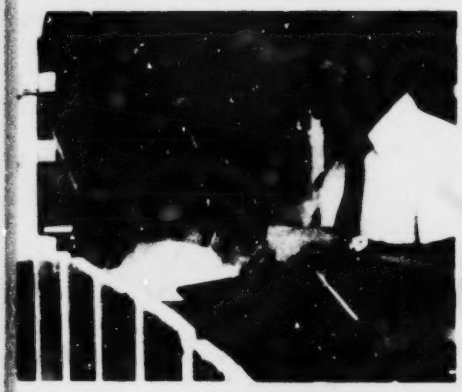
Remuneration and labor relations

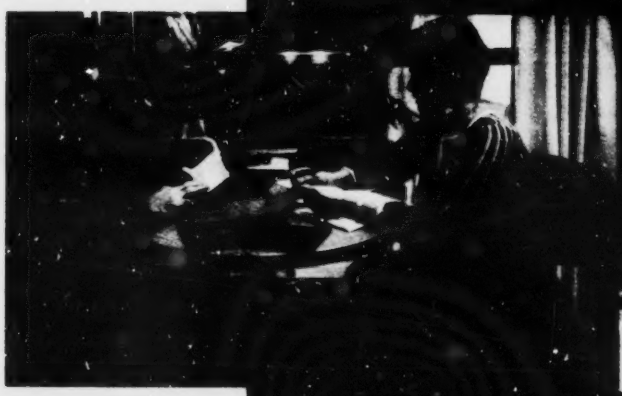
During 1983, Hydro-Québec renewed nine collective agreements affecting 15,300 employees. Four of these agreements govern virtually all the unionized employees and have a term of three years.

During the course of the year, Hydro-Québec paid its employees $776 million in gross salaries, $2.2 million of which went to its 25 senior

Head office (Installations group included):	5,552
IREQ	507
Regions	12,916
Total	18,975

Hydro-Québec listening to its customers and to others who are affected by its activities: a meter reader; welcoming a customer; an Énergain program representative visiting a home; public hearings on a planned interconnection line.





officers. The Hydro-Québec Retirement Fund paid out $29.6 million in benefits for a total of 4,292 pensions (2,904 for retired employees and 1,388 for spouses and beneficiaries). Finally, in December, the utility fulfilled a prior commitment by submitting a draft revision of the pensions paid to employees of the nationalized subsidiaries. The unions have since agreed to the proposed changes.

Health and safety

The frequency and severity of work-related accidents increased slightly in 1983; respectively from 27.22 to 29.77 accidents per million hours worked and from 529 to 586 lost days per million hours worked. With regard to fatal work accidents, Hydro-Québec's performance was good: February 10, 1984 marked the beginning of the fourth consecutive year without fatal accident. In addition, programs implemented during the year to raise safety consciousness among the general public had excellent results, as the number of electricity-related injuries fell from 48 to 30, and fatalities declined from 14 to 9.

Moreover, to better respond to needs expressed by both management and employees, the firm revised its health orientations and programs, shifting the emphasis to designing programs to monitor occupational diseases and promote healthy lifestyles.

1944-1984

Logo for Hydro-Québec's 40th anniversary.

C O N T E N T S

Financial Statements and Statistics

Hydro-Québec Consolidated Statements

F 2 Management and Auditors' Reports

F 3 Consolidated Statement of Operations

F 4 Consolidated Balance Sheet

F 6 Consolidated Statement of Retained Earnings

F 7 Consolidated Statement of Changes in Financial Position

F 8 Notes to Consolidated Financial Statements

Statistics

F17 Summary of Consolidated Operations: 1979-1983

F18 Consolidated Sales and Revenue: 1979-1983

F19 Energy and Power Requirements of Hydro-Québec System: 1979-1983

Hydro-Québec Retirement Fund

F20 Auditors' Report

F21 Statement of Assets

F22 Statement of Changes in Assets

F23 Notes to Financial Statements

Management Report

Hydro-Québec's consolidated financial statements were prepared by management in accordance with generally accepted accounting principles and approved by the Board of Directors. In the opinion of management, they were properly prepared, within reasonable limits of materiality, so as to incorporate all important elements and data available at February 13, 1984. The financial results contained in the Annual Report are based on the financial statements.

Guy Coulombe
President and Chief Executive Officer

Auditors' Report

To the Gouvernement du Québec,

We have examined the consolidated balance sheet of Hydro-Québec as at December 31, 1983 and the consolidated statements of operations, retained earnings and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these consolidated financial statements present fairly the financial position of Hydro-Québec as at December 31, 1983 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

Raymond, Chabot,
Martin, Paré & Associés
Chartered Accountants

Samson Bélair
Chartered Accountants

Montreal, Canada
February 13, 1984

Consolidated Statement of Operations

(in millions of dollars)
for the year ended
December 31

		1983	1982
Revenue	Sales of electricity (Note 2)	$3,593	$3,257
	Other operating income	63	53
		3,656	3,310
Expenditure	Operations	1,072	1,006
	Electricity purchased	117	127
	Depreciation of property and plant	274	221
	Taxes (Note 3)	209	185
		1,672	1,539
Net operating income		1,984	1,771
	Interest (Note 4)	1,277	971
Net income		$ 707	$ 800

Consolidated Balance Sheet

(in millions of dollars)
as at December 31

	Assets	1983	1982
Fixed assets	Property and plant (Note 5)		
	In service	$21,369	$16,776
	Accumulated depreciation	2,202	1,979
		19,167	14,797
	Construction in progress	4,035	6,508
		23,202	21,305
	Construction, operating and research equipment, at cost, less accumulated depreciation	167	172
		23,369	21,477
Current assets	Cash and short-term investments	611	521
	Accounts receivable and revenue not yet billed	729	658
	Materials, fuel and supplies	156	184
		1,496	1,363
Other assets	Investments (Note 6)	127	127
	Unamortized debenture discount and expenses	176	170
	Unamortized deferred cost on purchase of electricity	31	32
		334	329
		$25,199	$23,169

On behalf of the Board,

Joseph Bourbeau

Guy Coulombe

Montreal, Canada
March 21, 1984

(in millions of dollars)
as at December 31

	Liabilities and shareholder's equity	1983	1982
Long-term debt	Debentures and other long-term debt (Note 7)	$16,453	$15,628
Notes payable	Notes payable within one year	39	222
Current liabilities	Bank indebtedness	20	7
	Accounts payable and accrued liabilities	535	586
	Accrued interest	696	623
	Long-term debt payable within one year (Note 7)	1,030	377
	Dividends payable	60	7
		2,341	1,600
Shareholder's equity	Capital stock		
	Authorized		
	50,000,000 shares, par value of $100 each		
	Issued and fully paid		
	43,741,090 shares	4,374	4,374
	Retained earnings	1,992	1,345
		6,366	5,719
		$25,199	$23,169

Consolidated Statement of Retained Earnings

(in millions of dollars)
for the year ended
December 31

	1983	1982
Balance at beginning of year	$1,345	$ 552
Plus		
Net income	707	800
	2,052	1,352
Less		
Dividends (Note 8)	60	7
Balance at end of year	$1,992	$1,345

Consolidated Statement of Changes in Financial Position

(in millions of dollars)
for the year ended
December 31

		1983	1982
Source of financial resources			
	Net income	$ 707	$ 800
	Depreciation of property and plant	274	221
	Depreciation of operating and research equipment	32	28
	Amortization of debenture discount and expenses	19	17
	Other amortization and depreciation	6	7
	Total financial resources provided by operations	1,038	1,073
	Issue of debentures and other long-term debt, less discount and expenses	1,841	2,302
	Materials, fuel and supplies – decrease (increase)	28	(27)
	Accounts payable and accrued liabilities, accrued interest and dividends payable – increase	75	19
		$2,982	$3,367
Application of financial resources			
	Investments in fixed assets	$2,188	$2,542
	Redemption of debentures and other long-term debt	392	647
	Notes payable – decrease	183	35
	Cash and short-term investments, less bank indebtedness – increase	77	96
	Accounts receivable and revenue not yet billed – increase	71	28
	Other	11	12
	Dividends	60	7
		$2,982	$3,367

Notes to Consolidated Financial Statements

December 31, 1983

Note 1

Significant accounting policies

a) Consolidation

The consolidated financial statements include the financial statements of Hydro-Québec and all its subsidiary companies, including the Société d'énergie de la Baie James.

b) Rates

Under the provisions of its Act, Hydro-Québec has the mandate to supply power and to pursue endeavors in energy-related research and promotion, energy conversion and conservation, and any field connected with or related to power or energy. The rates and conditions under which power is supplied must be consistent with sound financial administration. The Hydro-Québec Act stipulates that the rates must be maintained at a level sufficient to defray at least all operating expenditures, interest on debt, and depreciation of fixed assets over a maximum period of 50 years. The rates are established by Hydro-Québec and are approved by the Gouvernement du Québec.

c) Revenue from sales of electricity

Revenues are recorded on the basis of cyclical billings. They are also accrued in respect of electricity delivered but not yet billed.

d) Property and plant (see Note 5)

Property and plant include generation, transmission, distribution and administration and service facilities. They are carried at cost which includes material, direct labor and engineering and administration overhead costs applicable to the construction program. The cost also includes interest charged to Construction in progress as explained under (f) below. Expenditures for additions, improvements and replacements are capitalized and expenditures for maintenance and repairs are charged to operations.

The costs of generating facilities, up to an amount equal to the accumulated cost at date of transfer, are transferred to Property and plant in service by instalments proportionate to the number of generating units of the project completed and in service, on the basis of the present value of the total estimated cost. The costs of transmission, distribution and other facilities are transferred to Property and plant in service when these facilities are completed and in commercial operation.

e) Depreciation

Hydro-Québec uses a sinking fund method of providing for depreciation of its property and plant. This method is based on an interest rate of 3% and the following expected service lives:

Hydraulic powerhouses, dams, reservoirs and transmission towers (steel) and conductors	50 years
Hydraulic turbines and generators and distribution conductors	40 years
Nuclear power station and its turbine, generator and reactor	30 years
Distribution poles	25 years

f) Interest charged to Construction in progress

Interest is added to the cost of construction in progress at a rate equivalent to the weighted average of the effective interest rates on the Hydro-Québec debentures issued to finance such construction. This rate was 13.51% in 1983 and 13.07% in 1982, and includes foreign exchange fluctuations on interest payments made in foreign currencies.

g) Research and development

Preliminary engineering, investigation and survey costs incurred on projects before their authorization for construction are included in Construction in progress and no interest is charged on these costs until such authorization. If a project is abandoned, its costs are transferred to operating expenditure. The cost of research and development related to alternative energy sources, or not related to a specific project, is also charged to operations.

Note 1 — Significant accounting policies (cont'd)

h) Construction, operating and research equipment

This equipment is carried at cost. Hydro-Québec uses the straight-line method of providing for depreciation of these assets based on their respective estimated service lives. The cost of equipment used for the construction of major generating facilities is included in Construction in progress.

i) Materials, fuel and supplies

Hydro-Québec values its inventories of materials, fuel and supplies on the basis of average cost. The materials and supplies are primarily those required for the construction and maintenance of its distribution system.

j) Investments

All investments are shown at cost. The cost of short-term investments approximates market value.

k) Unamortized deferred cost on purchase of electricity

In accordance with the terms of a contract with Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CFLCo) (see Note 10), Hydro-Québec absorbs the part of the interest charges on CFLCo's First Mortgage Bonds in excess of 5½% and on other CFLCo indebtedness in excess of 6%. The portion of these payments that was deferred before the plant reached full production in 1975 is amortized over the life of the contract on a straight-line basis (40 years) by annual charges to the cost of electricity purchased. Annual payments which Hydro-Québec has to make under this agreement are also charged to the cost of electricity purchased.

l) Foreign currency translation (see Note 7)

Long-term debt payable in foreign currencies is shown on the consolidated balance sheet at the Canadian dollar equivalent at date of borrowing. Notes payable within one year and current assets and liabilities denominated in foreign currencies, including long-term debt payable within one year, are translated into Canadian currency at year-end rates of exchange; the resulting unrealized exchange gains or losses, together with exchange gains and losses at maturities of debentures and at purchases for sinking funds, are included with Interest in the consolidated statement of operations (see Note 4). Revenues and expenses resulting from transactions in foreign currencies are accounted for according to the rates of exchange at the date of the transactions.

m) Redemption of debentures

Hydro-Québec invests virtually all its sinking funds in its debentures and follows the practice of carrying these investments at par, which may not be indicative of cost or current market value. The resulting profit, net of unamortized debenture discount and other expenses, is included with Interest (see Note 4). Debentures of an issue purchased for the sinking fund of that issue are cancelled.

n) Dividends

The dividends declared by the Gouvernement du Québec (see Note 8) are deducted from the retained earnings of the year for which they were declared.

o) Retirement plan

The costs of the retirement plan are determined periodically by independent actuaries. Current service costs, and amortization of past service obligations and experience deficiencies over a maximum period of 15 years, are charged annually to operations.

Note 2

Sales of electricity

Sales of electricity include $340 million ($293 million in 1982) in sales to customers in the United States.

Note 3

Taxes

(in millions of dollars)	1983	1982
Capital tax	$108	$ 98
Tax on gross revenue as municipal real estate tax on certain immovables	83	71
Real estate taxes	18	16
	$209	$185

Note 4

Interest

(in millions of dollars)	1983	1982
Interest on long-term debt	$1,938	$1,807
Interest on bank indebtedness and notes payable	8	37
Amortization of debenture discount and expenses	19	17
Exchange loss	128	37
	2,093	1,898
Less		
Interest charged to Construction in progress	736	790
Net investment income	62	99
Net profit on repurchase of debentures	18	38
	816	927
	$1,277	$ 971

Note 5

Property and plant

(in millions of dollars)

	1983			1982		
	Property and plant in service	Accumulated depreciation	Construction in progress	Property and plant in service	Accumulated depreciation	Construction in progress
Generation						
Hydraulic	$10,818	$ 973	$3,038	$ 8,757	$ 852	$4,283
Nuclear	1,453	8	—	—	—	1,262
Other	318	85	5	316	75	3
	12,589	**1,066**	**3,043**	9,073	927	5,548
Transmission						
Substations	1,923	200	380	1,590	171	335
Lines	3,228	301	363	2,917	267	395
	5,151	**501**	**743**	4,507	438	730
Distribution						
Substations	720	114	75	684	104	71
Lines	2,070	331	83	1,850	299	82
	2,790	**445**	**158**	2,534	403	153
Other installations						
Administrative buildings	262	30	53	253	27	21
Sundry	577	160	38	409	184	56
	839	**190**	**91**	662	211	77
Total	**$21,369**	**$2,202**	**$4,035**	$16,776	$1,979	$6,508

Note 6

Investments

(in millions of dollars)	1983	1982
Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CFLCo) (see Note 10)		
General Mortgage Bonds, 7½%, due 1984 through 2010 (par value $92 million and $94 million, respectively)	$ 83	$ 85
Common shares	34	34
	117	119
Sundry investments	10	8
	$127	$127

The capital stock of CFLCo is held 65.8% by Newfoundland and Labrador Hydro-Electric Corporation (a crown corporation of the Province of Newfoundland), and 34.2% by Hydro-Québec. Hydro-Québec's share of the earnings, dividends and retained earnings of CFLCo at December 31, 1983 is as follows:

	Earnings	Dividends	Retained earnings
Share of retained earnings at January 1, 1982			$51
1982	$10	$8	2
1983	10	7	3
Share of retained earnings at December 31, 1983			$56

Dividends are included in Net investment income (see Note 4).

Note 7

Debentures and other long-term debt

Hydro-Québec's long-term debt is guaranteed by the Province de Québec, with the exception of lease obligations. Long-term debt includes $250 million U.S. in notes payable issued for partial repayment before maturity of a Eurodollar loan. These notes will be reissued periodically until the original maturity date of the Eurodollar loan they replace.

Long-term debt maturities and sinking fund requirements, translated into Canadian currency at rates of exchange at date of borrowing, are as follows:

	1983		1982	
Years of maturity	*(in millions of dollars)*	Weighted average interest rate	*(in millions of dollars)*	Weighted average interest rate
1983	—		$ 377	
1984	$ 1,030		985	
1985	961		839	
1986	1,198		1,185	
1987	1,688		1,672	
1988	1,069			
1- 5 years	5,946	11.38%	5,058	11.90%
6-10 years	5,125	11.57%	4,725	12.12%
11-15 years	1,460	9.14%	1,654	9.46%
16-20 years	1,989	10.16%	1,215	9.60%
21-25 years	1,976	10.81%	2,555	10.40%
26-30 years	888	11.89%	771	11.31%
31-35 years	99	12.75%	27	12.75%
	17,483*		16,005*	
Less				
Portion payable within one year	1,030		377	
	$16,453		$15,628	

**Includes $119 million ($116 million in 1982) which represents the present value of lease obligations for regional offices and service facilities for a period, not exceeding 25 years, ending in 2007, capitalized at the interest rates charged to Construction in progress (see Note 1f).*

Note 7 — Debentures and other long-term debt (cont'd)

Repayments to be made in Canadian dollars and in foreign currencies, along with their Canadian dollar equivalent at date of issue, are as follows:

				1983	1982
		(in millions of units)		Total *(in millions of dollars)*	Total *(in millions of dollars)*
	1984 to 1988	*1989 to 2015*	*Total*	*1984 to 2015*	*1983 to 2015*
Canadian dollars	2,046	4,334	6,380	$ 6,380	$ 5,680
United States dollars	2,798	5,343	8,141	9,118	8,649
Deutsche marks	532	690	1,222	591	510
Swiss francs	815	632	1,447	822	780
Yen	—	20,000	20,000	80	80
Pounds sterling	—	150	150	307	121
ECUs	40	50	90	114	114
Guilders	15	135	150	71	71
				$17,483	$16,005

If the long-term debt payable in various currencies were translated into Canadian dollars at the rates of exchange prevailing at year-end, the principal amount would be increased by $867 million ($1,043 million in 1982).

In addition, Hydro-Québec has two undrawn revolving standby lines of credit for U.S. $500 million and Cdn. $500 million. The first line of credit, which expires in 1990, bears interest at a rate equivalent to 1/2% over the London Interbank Offered Rate (LIBOR). The second line of credit, which is convertible in 1984 into an additional six-year term loan, has a variable interest rate based on fluctuations in the Canadian chartered banks' prime lending rate.

Subsequent to December 31, 1983, Hydro-Québec issued or agreed to issue the following debentures:

Currency	Rate	Year of maturity	Debentures *(in millions of units)*
United States dollars	13.25%	2013	15
Canadian dollars	12.50%	1993	50

Hydro-Québec issued medium-term notes in the amount of U.S. $25 million. In addition, U.S. $200 million of floating-rate notes maturing in 1994 were issued to refinance a loan prior to maturity.

Note 8

Restrictions on dividends

The dividends to be paid by Hydro-Québec are declared once a year by the Gouvernement du Québec, which also determines the terms and conditions of payment. For a given financial period, they cannot exceed the distributable surplus, which is established as follows: 75% of Hydro-Québec's net operating income and net investment income for the period, less the interest on long-term debt, bank indebtedness and notes payable, and less amortization of debenture discount and expenses. This figure is calculated on the basis of the consolidated financial statements.

However, in respect of a given financial period no dividend may be declared in an amount that would have the effect of reducing Hydro-Québec's rate of capitalization to less than 25% at the end of that period. This rate corresponds to the ratio between the total amount of Hydro-Québec's issued and fully paid capital stock and retained earnings, less the dividend declared for the year, and the total amount of its long-term debt including notes payable, its issued and fully paid capital stock and its retained earnings, less the dividend declared for the year.

The government declares the dividends for a given year within 30 days after the transmission by Hydro-Québec to the government of the financial data relative to the distributable surplus. On expiry of the time prescribed, any distributable surplus or part thereof which has not been subject to a dividend declaration may no longer be distributed to the shareholder as a dividend.

Note 9

Retirement plan

The Hydro-Québec retirement plan is a contributory, benefit-based plan, under which the benefits payable are guaranteed by Hydro-Québec. At December 31, 1983, 19,103 employees were contributing to the plan.

Based on an independent actuarial valuation presented in 1983, the unfunded past service obligations and experience deficiencies are estimated, on a present value basis, at $212 million at December 31, 1981, compared with $481 million at December 30, 1980. The decrease of $269 million results mainly from a change in the valuation method for the assets which now conforms with the valuation method for the plan's obligations.

The costs of the plan, which amount to $128 million in 1983 ($134 million in 1982), represent current service costs and amortization of past service obligations and experience deficiencies.

According to the actuarial study submitted in October 1983, the costs of the plan include amounts of $29 million in 1983 and $37 million in 1982 more than required. These amounts, which were recorded before the tabling of the new actuarial study, will serve to reduce future actuariel deficits resulting from certain administrative decisions taken in the 1982 and 1983 financial years.

Note 10

Commitments, contingencies and projected capital expenditures

Churchill Falls

In May 1969, Hydro-Québec executed a contract with Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CFLCo) for the purchase, starting in 1972, of energy from a generating station with a rated capacity of 5,225,000 kilowatts, located at Churchill Falls in Labrador.

The power contract provides for the sale by CFLCo, for a period of 40 years from the Effective Date as defined in the power contract (September 1, 1976), of virtually all the power generated at Churchill Falls, except for an amount not to exceed 300,000 kilowatts of such power which may be recaptured by CFLCo. This contract will be automatically renewed for a further period of 25 years upon already agreed terms.

Furthermore, Hydro-Québec is obligated to pay CFLCo an amount equal to a portion of the interest charges on the debt incurred by CFLCo to finance the construction of the plant, and to pay a portion of the losses on foreign exchange incurred to service the debt issued in U.S. dollars. Subject to certain limitations and compensations, the contract requires Hydro-Québec to make payments for energy whether or not taken. Hydro-Québec can also be required to make additional advances, against the issue of units of Subordinate Debentures and shares of Common Stock, to service the debt of CFLCo and to cover its expenses if funds are not otherwise available.

In 1976, CFLCo and Hydro-Québec were served with concurrent Writs of Summons and a Statement of Claim in an action brought by the Attorney General of Newfoundland before the Supreme Court of Newfoundland, seeking a judgment declaring that Newfoundland is entitled under the CFLCo lease to make a request to CFLCo for 800 megawatts of power generated from the waters of the Upper Churchill River watershed commencing October 1, 1983, that CFLCo is obliged to comply with such request, and that such compliance would not constitute a default under the power contract or the financing agreements of CFLCo.

Having been advised by its counsel that the validity of its long-term power purchase contract with CFLCo and the enforceability thereof according to its terms cannot be successfully challenged before the courts, and in particular, that the above action, insofar as it claims a declaration that would affect the existing rights of Hydro-Québec under the power contract, was unfounded, Hydro-Québec defended the action in the Supreme Court of Newfoundland, which rendered judgment in June 1983, dismissing the claim of the Attorney General of Newfoundland. An appeal of this judgment has been filed with the Court of Appeal of Newfoundland.

In 1977, Hydro-Québec commenced proceedings before the Superior Court of the District of Montreal to obtain a judgment confirming, in substance, that it is entitled, under the power contract, to virtually all the power generated by the Churchill Falls plant and that if CFLCo does not sell and deliver such power it will be in breach of the power contract. The Superior Court rendered a judgment in August 1983 allowing the conclusions sought by Hydro-Québec, and CFLCo has appealed this judgment to the Québec Court of Appeal.

In December 1980, the Legislature of Newfoundland enacted The Upper Churchill Water Rights Reversion Act (the "Reversion Act") which, if brought into force, would repeal The Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (Lease) Act, 1961, which authorized the granting of exclusive water rights to CFLCo over the Upper Churchill River watershed so that all rights of CFLCo thereunder would cease and CFLCo's hydroelectric works, as defined in the Reversion Act, would revert to Newfoundland. CFLCo would thereby become unable to fulfil its obligations to Hydro-Québec under the power contract. The Reversion Act requires that the question of the competence of the Legislature of Newfoundland to enact such a statute be referred to the Court of Appeal of Newfoundland. The Reversion Act also stipulates that it will come into force on a day to be fixed by proclamation, such day to be no earlier than the day on which all rights of appeal relating to such reference have been exhausted or have expired. The Attorney General of Québec and Hydro-Québec as well as other interested parties have contested the validity of the Reversion Act before the Court of Appeal of Newfoundland which has rendered the unanimous judgment that the Reversion Act is within the rights of the Province of Newfoundland. Hydro-Québec appealed this judgment to the Supreme Court of Canada which heard the appeal during the last week of September 1982. The Supreme Court of Canada, upon a request from the Attorney General of Newfoundland, and with the consent of the Appellants in this case, agreed to defer rendering of its judgment to March 31, 1984.

Hydro-Québec intends to take all necessary steps to protect its rights under the terms of the power contract with CFLCo.

Agreements with Native Peoples

Within the framework of construction of phase I of the La Grande Complex, Hydro-Québec, the Société d'énergie de la Baie James, the Gouvernement du Québec and the Government of Canada have entered into several agreements with the James Bay Cree, the Inuit of Québec and the Naskapi of Québec. These agreements, involving an estimated $340 million, also provide for, among other things, the extinguishment of all respective claims of the Cree, the Inuit and Naskapi in and to certain territories in the Province de Québec, including the territory on which the project is located. Under these agreements Hydro-Québec and the Société d'énergie de la Baie James are committed to pay $174 million, without interest. The payments are added to the costs of the project in the financial year in which they become due: $85 million was recorded in the accounts at December 31, 1983; $6 million will be accounted for in 1984 and $83 million over the years 1985 to 1996.

Projected capital expenditures

Hydro-Québec plans call for capital expenditures in the amount of $2,069 million for the year 1984.

Summary of Consolidated Operations 1979 to 1983

(in millions of dollars)

		1983	1982	1981	1980	1979
Revenue	Sales of electricity	$3,593	$3,257	$2,770	$2,413	$1,956
	Other operating income	63	53	39	30	21
		3,656	3,310	2,809	2,443	1,977
Expenditure	Operations	1,072	1,006	905	705	558
	Electricity purchased	117	127	126	131	129
	Depreciation of property and plant	274	221	198	161	138
	Taxes	209	185	114	57	25
		1,672	1,539	1,343	1,054	850
Net operating income		1,984	1,771	1,466	1,389	1,127
Interest	Interest on long-term debt	1,938	1,807	1,467	1,191	972
	Interest on bank indebtedness and notes payable	8	37	49	40	13
	Amortization of debenture discount and expenses	19	17	13	13	11
	Exchange loss	128	37	119	106	107
	Interest charged to Construction in progress	(736)	(790)	(628)	(615)	(651)
	Net investment income	(62)	(99)	(73)	(72)	(60)
	Net profit on repurchase of debentures	(18)	(38)	(40)	(20)	(11)
		1,277	971	907	643	381
Net income		$ 707	$ 800	$ 559	$ 746	$ 746

Consolidated Sales and Revenue 1979 to 1983

		1983	1982	1981	1980	1979	Average annual increase (%) 1983/1978
Electricity sales	Firm:						
(in millions of kWh)	residential and farm	32,510	32,133	31,523	30,437	27,736	3.9
	general	19,736	19,198	19,216	18,611	17,789	2.8
	industrial	29,313	28,687	31,473	31,839	29,849	(0.3)
	neighboring systems	6,710	5,767	5,902	6,760	6,360	10.2
	other	3,574	3,511	3,419	3,637	3,502	—
		91,843	89,296	91,533	91,284	85,236	2.4
	Surplus:						
	industrial	2,425	1,602	1,782	1,559	1,303	11.1
	neighboring systems	13,400	12,680	13,615	11,162	10,476	6.8
		15,825	14,282	15,397	12,721	11,779	7.4
	Total sales	**107,668**	103,578	106,930	104,005	97,015	3.1
Revenue from electricity sales	Firm:						
(in millions of dollars)	residential and farm	$1,265	$1,164	$ 973	$ 850	$ 689	16.6
	general	855	774	663	590	485	16.0
	industrial	763	692	620	551	459	14.7
	neighboring systems	171	164	72	78	63	31.8
	other	137	127	107	102	88	11.9
		3,191	2,921	2,435	2,171	1,784	16.3
	Surplus:						
	industrial	37	20	21	15	10	32.7
	neighboring systems	365	316	314	227	162	32.0
		402	336	335	242	172	32.1
	Total revenue	**$3,593**	$3,257	$2,770	$2,413	$1,956	17.6
Average revenue per kWh	Firm electricity:						
	residential and farm	3.893¢	3.621¢	3.088¢	2.794¢	2.485¢	12.2
	general	4.330¢	4.035¢	3.450¢	3.172¢	2.728¢	12.8
	industrial	2.603¢	2.411¢	1.969¢	1.731¢	1.537¢	15.0
	neighboring systems	2.548¢	2.836¢	1.213¢	1.156¢	0.989¢	19.8
	other	3.829¢	3.631¢	3.141¢	2.788¢	2.499¢	12.1
		3.474¢	3.271¢	2.660¢	2.379¢	2.093¢	13.6
	Surplus electricity:						
	industrial	1.526¢	1.250¢	1.178¢	0.923¢	0.759¢	19.3
	neighboring systems	2.721¢	2.494¢	2.308¢	2.036¢	1.553¢	23.6
		2.538¢	2.354¢	2.177¢	1.899¢	1.465¢	23.0
	Total	**3.337¢**	3.145¢	2.591¢	2.320¢	2.017¢	14.1
Number of customer accounts *(year-end)*	residential and farm	2,252,697	2,208,126	2,181,333	2,145,864	2,107,942	1.8
	general	255,310	259,612	255,910	250,112	243,587	1.5
	industrial: firm electricity	12,953	11,494	11,624	11,398	11,257	3.5
	other	6,845	7,644	8,351	8,793	9,495	(8.1)
	Total	2,527,805	2,486,876	2,457,218	2,416,167	2,372,281	1.8

Energy Requirements of Hydro-Québec System 1979 to 1983

(in millions of kilowatthours)

		1983	1982	1981	1980	1979	Average annual increase (%) 1983/1978
Total requirements	Generated (gross)	88,321	78,821	80,581	76,494	70,543	6.8
	Received:						
	Purchased	31,680	36,398	37,099	39,140	36,630	(3.9)
	Received as per agreement	2,957	2,684	2,741	2,663	2,377	2.0
		34,637	39,082	39,840	41,803	39,007	(3.5)
	Total requirements	122,958	117,903	120,421	118,297	109,550	3.2
Québec requirements	Firm sales in Québec	85,141	83,541	85,807	84,736	79,100	1.9
	Deliveries in Québec as per agreement	3,974	4,056	3,816	4,087	3,332	2.2
	Total – Priority consumption	89,115	87,597	89,623	88,823	82,432	1.9
	Generating station service	545	331	325	383	303	12.5
	Losses and other	10,767	9,936	9,345	9,806	8,821	5.5
	Total – Priority requirements	100,427	97,864	99,293	99,012	91,556	2.3
	Surplus sales in Québec	2,990	2,157	2,650	1,825	1,521	9.7
	Total Québec requirements	103,417	100,021	101,943	100,837	93,077	2.5
Deliveries outside Québec	Firm sales	6,702	5,755	5,726	6,548	6,136	11.3
	Surplus sales	12,835	12,125	12,747	10,896	10,258	6.9
	Deliveries as per agreement	4	2	5	16	79	(51.6)
	Total deliveries outside Québec	19,541	17,882	18,478	17,460	16,473	8.0
Total requirements		122,958	117,903	120,421	118,297	109,550	3.2

*Power Requirements of Hydro-Québec System for the Winter Beginning in December**

(in thousands of kilowatts)

	1983	1982	1981	1980	1979	Average annual increase (%) 1983/1978
Total requirements	21,961	20,189	20,263	19,508	17,698	4.7
Priority requirements	19,788	18,379	19,696	19,385	17,582	3.0

**The power requirements of 1983, 1981, 1980 and 1978 include respectively 487 MW, 531 MW, 445 MW and 318 MW which were withheld through application of interruptible-power clauses in certain contracts.*

HYDRO-QUÉBEC RETIREMENT FUND

Auditors' Report

To the Administrators,

We have examined the statement of assets of the Hydro-Québec Retirement Fund as at December 31, 1983 and the statement of changes in assets for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these financial statements present fairly the assets of the Fund as at December 31, 1983 and the changes in its assets for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

Raymond, Chabot,
Martin, Paré & Associés
Chartered Accountants

Samson Bélair
Chartered Accountants

Montreal, Canada
February 13, 1984

HYDRO-QUÉBEC RETIREMENT FUND

Statement of Assets

(in millions of dollars)
as at December 31

		1983	1982
Investments	Bonds or debentures		
	of Hydro-Québec guaranteed by the Province de Québec	$ 444	$ 393
	issued or guaranteed by the Province de Québec	247	227
	issued or guaranteed by other provinces	19	9
	of municipalities, school commissions, Cegeps, hospitals and universities	117	128
	issued or guaranteed by the Government of Canada	190	95
	of corporations	46	43
	(Par value $1,064 million, market value $1,017 million)	1,063	895
	Common stock (market value $4 million)	2	2
	Other investments guaranteed by the provinces (market value $14 million)	14	–
	Cash and short-term investments	323	232
		1,402	1,129
Accrued interest on investments		31	31
Amount receivable from Hydro-Québec		4	5
		$1,437	$1,165

On behalf of Hydro-Québec,

Joseph Bourbeau

Guy Coulombe

Montreal, Canada
March 21, 1984

HYDRO-QUÉBEC RETIREMENT FUND

Statement of Changes in Assets

(in millions of dollars)
for the year ended December 31

		1983	1982
Balance at beginning of year		$1,165	$ 904
Increase	Current contributions		
	Employees	35	34
	Hydro-Québec	67	64
		102	98
	Contributions by Hydro-Québec (Note 2)	48	58
	Revenue from investments	152	123
		302	279
		1,467	1,183
Decrease	Pensions paid	30	18
Balance at end of year		$1,437	$1,165

HYDRO-QUÉBEC RETIREMENT FUND

Notes to Financial Statements

December 31, 1983

Note 1

Accounting policies

a) These statements show only the assets of the Hydro-Québec Retirement Fund, and do not purport to show the adequacy of the Fund to meet the obligations of the Hydro-Québec retirement plan, which are guaranteed by Hydro-Québec.

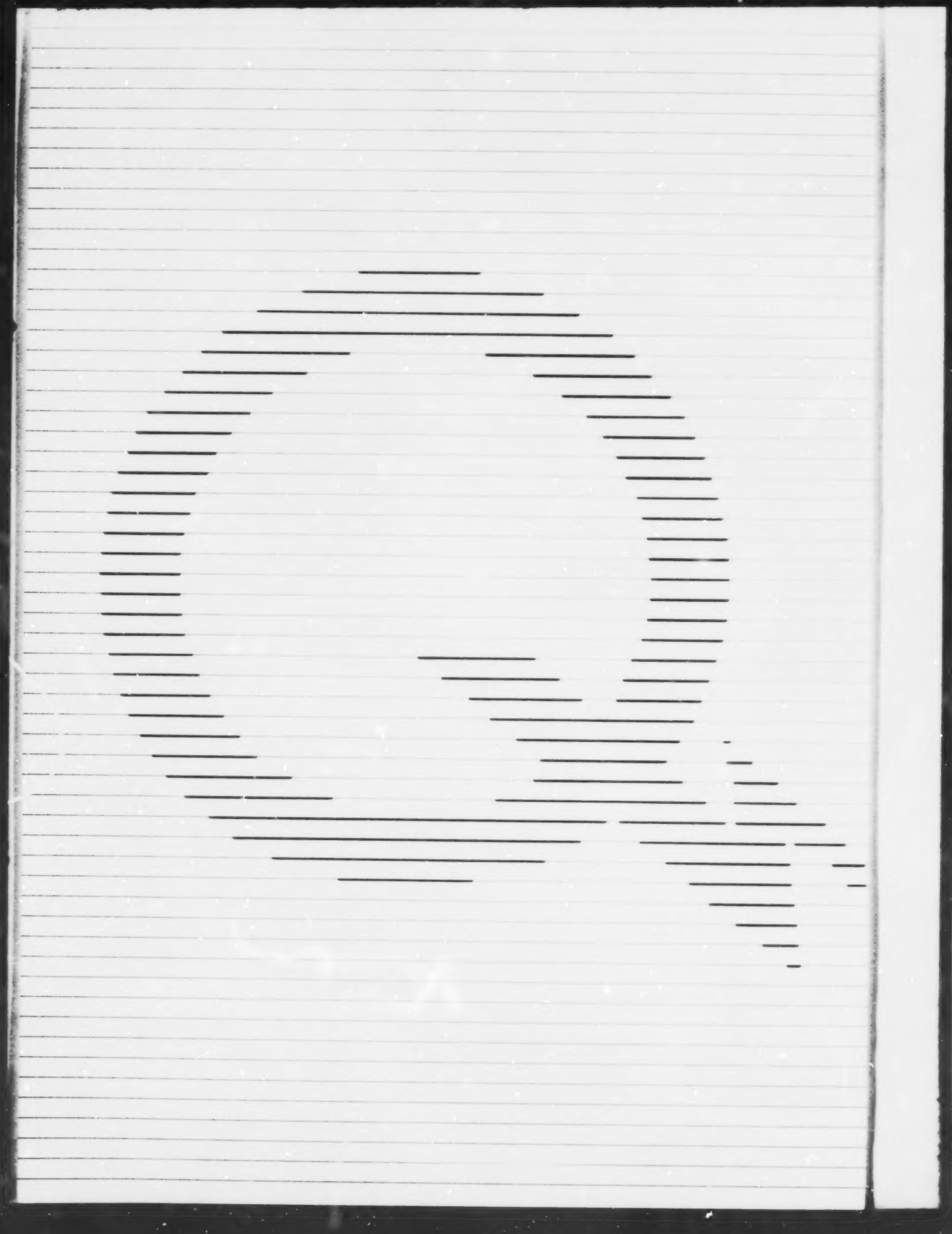
b) Investments are shown at cost, except for debentures and bonds which are shown at amortized cost.

c) Revenue from investments, contributions and pensions are recorded according to the accrual basis of accounting.

Note 2

Unfunded liabilities

Based on an independent actuarial valuation presented in 1983, the unfunded past service obligations and experience deficiencies are estimated, on a present value basis, at $212 million at December 31, 1981, compared with $481 million at December 31, 1980. The decrease of $269 million results mainly from a change in the valuation method for the assets which now conforms with the valuation method for the plan's obligations. Hydro-Québec amortizes these unfunded liabilities annually over a period of 15 years.



Boards of Directors and Officers

Board of Directors

[illegible]rman
[illegible]

Members
From left

Gerald Aubin
Partner in the law firm of Aubin, Fillion, Brisson et Associés, Chicoutimi

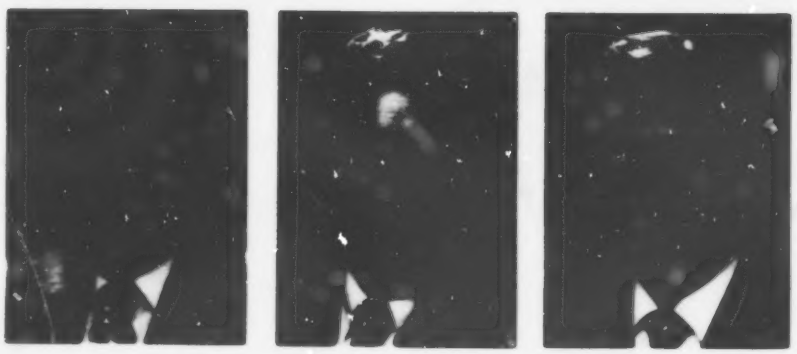
*Dian Cohen**
President of Dian Cohen Productions Ltd., economic communications consultants

Guy Coulombe
President and Chief Executive Officer of Hydro-Québec

*Paul Couture**
Agricultural producer. Member of the Régie des marchés agricoles

*Kevin Drummond**
Agricultural producer. Member of the Régie des marchés agricoles

*Jean-Louis Dulac**
President and Chief Executive Officer of M et M Nord-Ouest Inc.



* *Appointed in the second half of 1985.*

Nicolle Forget

Partner in the law firm of Champagne, Labelle, Ladouceur et Forget and Chairman of the Board of Directors of Souveler Inc

Pierre Goyette

President and Chief Operating Officer, Montreal City and District Savings Bank

Herve Hébert

President of the Fiducie du Québec

Guy Joron

President of the Société de la Place des Arts

Pierre Lafernière

President of Lafernière and Associates, management and international development consultants

Pierre Leblanc

Partner in the firm of Desaureault, Leblanc, Lefebvre, chartered accountants, Trois-Rivieres

*Claire Léger**

Assistant to the President, Les Rôtisseries Saint-Hubert

*Antoine Rousseau**

Engineer and former Department Head, Hydro-Québec and Société d'énergie de la Baie James

*Raymond Royer**

President of the Public Transport Division, Bombardier Inc

COMMITTEES

of Hydro-Québec Board of Directors

Executive Committee

Joseph Bourbeau
Guy Coulombe
Hervé Hébert
Pierre Lafleriere
Pierre Leblanc
Claire Léger
Antoine Rousseau

Finance Committee

Joseph Bourbeau
Guy Coulombe
Herve Hebert
Guy Joron
Raymond Rover

Auditing Committee

Joseph Bourbeau
Nicolle Forget
Dian Cohen
Pierre Leblanc

Human Resources Committee

Joseph Bourbeau
Guy Coulombe
Pierre Govette
Nicolle Forget
Claire Leger

Marketing Committee

Joseph Bourbeau
Guy Coulombe
Gerald Aubin
Paul Couture
Kevin Drummond

Technology Committee

Joseph Bourbeau
Guy Coulombe
Pierre Lafleriere
Antoine Rousseau
Jean-Louis Dulac

SUBSIDIARIES

*Board of Directors of Société d'énergie de la Baie James**

Chairman

Laurent Hamel
Executive Vice-President, Installations, Hydro-Québec

Members

Paul Amyot
President and Chief Executive Officer, Société d'énergie de la Baie James

Michel Caron
Executive Vice-President, Finance and Resources, Hydro-Québec

Georges Lauzon
Vice-President, Installations Management, Hydro-Québec

Antoine Rousseau
Director of Hydro-Québec

* *New Board of Directors appointed January 1, 1984*

Board of Directors of Hydro-Québec International

Chairman

*Gilles Clouter**
Executive Vice-President, Technology and International Affairs, Hydro-Québec

Members

Guy Coulombe
President and Chief Executive Officer, Hydro-Québec

*André Gagnon**
President and Chief Executive Officer, Hydro-Québec International

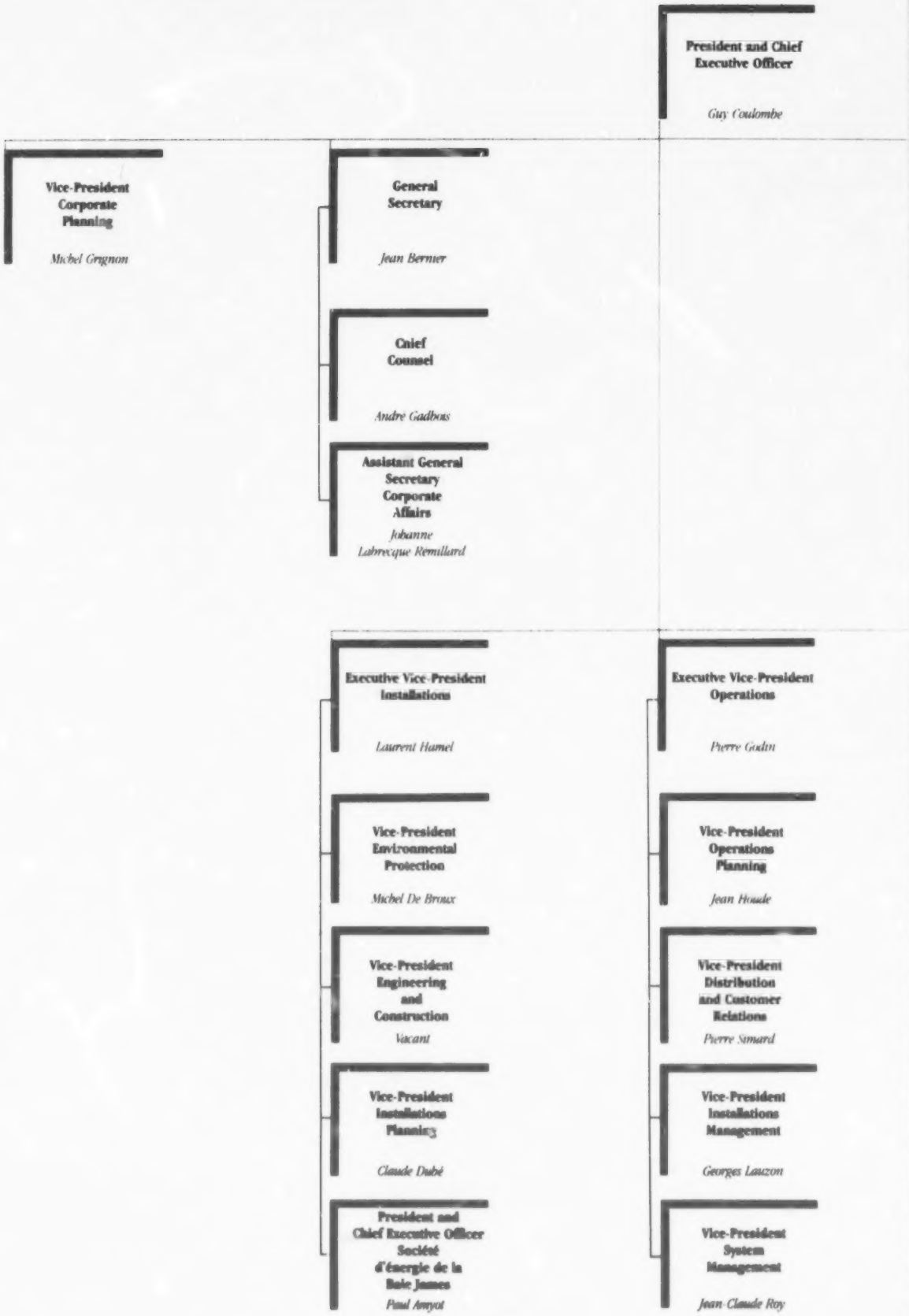
Pierre Godin
Executive Vice-President, Operations, Hydro-Québec

*Laurent Hamel**
Executive Vice-President, Installations, Hydro-Québec

Pierre Laferrière
Director of Hydro-Québec

* *Messrs. Clouter, Gagnon and Hamel were appointed during the second half of 1983 and respectively replace Messrs. Lionel Boulet, Guy Monty and Claude Lalibertè*

Officers


President and Chief Executive Officer
Guy Coulombe
Vice-President Corporate Planning
Michel Grignon
General Secretary
Jean Bernier
Chief Counsel
André Gadbois
Assistant General Secretary Corporate Affairs
Johanne Labrecque Rémillard
Executive Vice-President Installations
Laurent Hamel
Vice-President Environmental Protection
Michel De Broux
Vice-President Engineering and Construction
Vacant
Vice-President Installations Planning
Claude Dubé
President and Chief Executive Officer Société d'énergie de la Baie James
Paul Arnyot
Executive Vice-President Operations
Pierre Godin
Vice-President Operations Planning
Jean Houde
Vice-President Distribution and Customer Relations
Pierre Simard
Vice-President Installations Management
Georges Lauzon
Vice-President System Management
Jean-Claude Roy

Vice-President
Information
Marcel Couture
General
Auditor
Michel Rhéaume
Director
Communications
Daniel Dubeau
Director
Publications
and Production
Roger Bouvert
Executive Vice-President
Finance and Resources
Michel Caron
Executive Vice-President
Marketing
Georges Lafond
Executive Vice-President
Technology and
International Affairs
Gilles Cloutier
Vice-President
Administration
Jacques Durocher
Vice-President
Marketing Programs
Claude Bouvin
Vice-President
Research
Institute
Toby Gilsig
Vice-President
Finance
Pierre Bolduc
Vice-President
External
Markets
Jacques Guevremont
President and
Chief Executive Officer
Hydro-Québec
International
André Gagnon
Vice-President
Controller
Jean-Jacques
Prénoveau
Vice-President
Human
Resources
Philippe Ouellette

Hydro-Québec
75 Dorchester Boulevard West
Montreal, Québec, Canada
H2Z 1A4
Tel. (514) 289-2211
Telex 0556104-7

Société d'énergie de la Baie James
800 de Maisonneuve Boulevard East
Montreal, Québec, Canada
H2L 4M8
Tel. (514) 844-5741
Telex 0556212-6

Hydro-Québec International
870 de Maisonneuve Boulevard East
Montreal, Québec, Canada
H2L 1Y6
Tel. (514) 289-2211
Telex 0556138-5

Ce rapport est également
publié en français

Vice-présidence Information
Hydro-Québec, 19th floor
75 Dorchester Boulevard West
Montreal, Québec,
H2Z 1A4

Legal Deposit — 2nd quarter 1984
Bibliothèque nationale du Québec
National Library of Canada

ISBN 2-550-10785-3
ISSN 0702-6749

Hydro-Québec wishes to thank the companies, individuals and organizations that authorized the taking of photographs for the annual report: Alcan, Canadair, the Montreal Urban Community Transit Commission, Dominion Textile, E.B. Eddy, l'Hôpital Santé-Cause, IBM Canada, Lacoursière, Lionel-Groulx kindergarten, Pâtes-Rives, Mr. and Mrs. Thibault and the staff of Hydro-Québec.

Gouvernement du Québec
Cabinet du ministre de l'Énergie
et des Ressources

Québec, le 10 mai 1984

Monsieur Richard Guay
Président de l'Assemblée nationale
Québec

Monsieur le Président,

J'ai l'honneur de vous présenter le rapport annuel d'Hydro-Québec pour l'exercice terminé le 31 décembre 1983.

Veuillez agréer, Monsieur le Président, l'expression de mes sentiments distingués.

Le ministre de l'Énergie et des Ressources,

Yves Duhaime

C H I F F R E S C L É S

de l'exercice 1983 et des neuf exercices précédents

Indicateurs financiers*

(Millions de dollars)

	1983	1982	1981	1980	1979	1978	1977	1976	1975	1974
Actif total	**25 199**	23 169	20 730	18 012	15 505	12 886	10 649	9 133	7 068	5 814
Dette à long terme	**16 453**	15 628	13 713	12 107	10 354	8 897	7 552	6 506	4 910	3 912
Avoir de l'actionnaire	**6 366**	5 719	4 936	4 374	3 628	2 882	2 359	1 977	1 667	1 457
Investissements annuels dans les immobilisations	**2 188**	2 542	2 643	2 589	2 817	2 588	1 950	1 267	1 143	616
Revenus des ventes d'électricité	**3 593**	3 257	2 770	2 413	1 956	1 600	1 265	1 071	904	783
Bénéfice net	**707**	900	559	746	746	525	582	411	230	177

Données d'exploitation

Puissance installée** *(Mégawatts)*	**21 301**	19 142	18 552	16 862	14 475	12 979	12 523	12 409	11 556	11 125
Ventes d'électricité *(Milliards de kilowattheures)*	**107,7**	103,6	106,9	104,0	97,0	92,6	87,5	85,2	77,5	77,9
Nombre total d'abonnements *(Milliers)*	**2 528**	2 487	2 457	2 416	2 372	2 318	2 265	2 188	2 136	2 081

** Ces indicateurs sont extraits des états financiers consolidés qui comprennent les états financiers d'Hydro-Québec et de ses filiales, dont la Société d'énergie de la Baie James.*

*** En plus de la puissance installée de ses propres centrales, Hydro-Québec dispose de la majeure partie de la production de la centrale de Churchill Falls, d'une puissance nominale de 5 225 mégawatts.*

S O M M A I R E

7 Message du président du Conseil d'administration

8 Message du président-directeur général

10 Les résultats financiers

24 L'activité commerciale

30 L'exploitation

38 L'équipement

42 Les activités de recherche et les activités internationales

45 Le personnel

F1 États financiers consolidés d'Hydro-Québec et Statistiques

F30 États financiers de la Caisse de retraite d'Hydro-Québec

49 Conseils d'administration et Direction d'Hydro-Québec

34 *Liste des centrales d'Hydro Québec*

35 *Carte des principales installations d'Hydro Québec en 1983*

Siège social d'Hydro Québec à Montréal

Hydro-Québec est une entreprise québécoise de service public, qui assure la production, le transport et la distribution de la quasi-totalité de l'électricité vendue sur le territoire québécois. Créée en 1944 et devenue en 1981 compagnie à fonds social, elle a pour objets de fournir de l'énergie et d'oeuvrer dans le domaine de la recherche et de la promotion relatives à l'énergie, de la transformation et de l'économie de l'énergie, de même que dans tout domaine connexe ou relié à l'énergie.

Hydro-Québec a deux filiales à part entière en exploitation : la Société d'énergie de la Baie James (SEBJ), qui poursuit pour la société mère le programme de construction du complexe La Grande — Phase I, et Hydro-Québec International, qui fournit à l'étranger des prestations d'ingénierie et de conseil dans les domaines de l'électricité. Hydro-Québec détient aussi des intérêts dans le capital-actions de *Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CFLCo)*, société exploitante de la centrale de Churchill Falls, et dans celui de Nouveler Inc., entreprise de promotion de l'efficacité énergétique et des nouvelles sources d'énergie.

M E S S A G E

du président du Conseil d'administration

Au début de 1983, plusieurs signes annonçaient une année particulièrement difficile pour Hydro-Québec. Les ventes des premiers mois marquaient un recul par rapport à celles de 1982, ce qui infirmait les prévisions d'une augmentation pour l'année, fondée sur la réussite des efforts de commercialisation mis en oeuvre. En outre, les objectifs d'équilibre financier exigeaient que la croissance des dépenses d'exploitation soit limitée à un rythme qui rompait radicalement avec les habitudes de l'entreprise. Au plan administratif, les conventions collectives étaient échues et les négociations n'avaient pas encore débouché sur une entente. Enfin, les structures de l'entreprise faisaient l'objet d'une vaste opération de réorganisation.

Mais au terme de l'année écoulée, les administrateurs ne peuvent que se réjouir des résultats obtenus. Ceux-ci témoignent que la Direction de l'entreprise, tant dans sa gestion financière que dans sa stratégie commerciale et sa démarche administrative, a su relever le défi que lui posait l'évolution rapide de ses contextes. Ils sont aussi la preuve que les employés, à tous les niveaux, ont su faire montre de souplesse et adapter leur façon de travailler aux nouvelles exigences des années 80.

Le bilan que nous tirons de l'année 1983 vient aussi confirmer que les orientations que nous nous étions données en 1982 nous ont bien servis. Nous avons d'ailleurs eu l'occasion à deux reprises, en 1983, de préciser ces nouvelles orientations devant les membres de la Commission permanente de l'Énergie et des Ressources. Désormais, Hydro-Québec entend intensifier son action commerciale et raffermir la position concurrentielle de son produit, tout en améliorant la qualité de son service et en maintenant la santé financière qui l'a toujours caractérisée.

C'est également en commission parlementaire que le Conseil d'administration a présenté au gouvernement une demande en vue de réviser la loi constitutive d'Hydro-Québec. Les modifications portent d'abord sur les objets de l'entreprise qui peut maintenant construire des installations dont la production pourrait être destinée à l'exportation. De plus, le mandat d'Hydro-Québec a été élargi pour confirmer la vocation de la société dans le domaine de la recherche et, plus généralement, dans tout domaine relié à l'énergie.

Les dispositions légales qui régissent le Conseil et son fonctionnement ont aussi été modifiées. L'augmentation du nombre des administrateurs de 11 à 17 a permis la constitution de cinq nouveaux comités du Conseil. S'ajoutent désormais au Comité de vérification le Comité exécutif, le Comité de la technologie, celui des affaires commerciales, celui des ressources humaines et celui des finances.

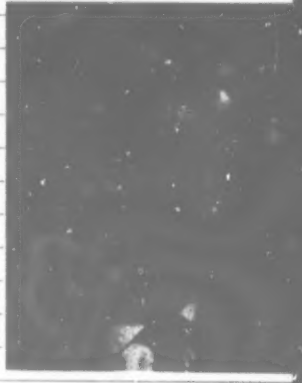
La nouvelle loi sur Hydro-Québec redéfinit également le mandat de la Société d'énergie de la Baie James, filiale d'Hydro-Québec qui a maintenant pour rôle de terminer les travaux de la première phase du complexe La Grande à la Baie James. Le ralentissement de la croissance de la demande d'électricité permet en effet de différer la deuxième phase de l'aménagement de La Grande Rivière et la mise en valeur des autres rivières du territoire de la Baie James. Dans cette perspective, la structure administrative de la filiale a été allégée et ses effectifs réduits.

Dans les derniers mois de l'année, la Cour suprême du Canada a accepté de reporter au 31 mars 1984 le prononcé de son jugement sur la validité constitutionnelle du *Reversion Act* de la Législature de Terre-Neuve. La demande du gouvernement de Terre-Neuve, appuyée par Hydro-Québec, avait pour but de permettre des négociations entre les parties dans le dossier de Churchill Falls.

L'année 1983 a aussi été marquée par le départ de M. Claude Laliberté qui a quitté, en octobre, la direction de la SEBJ et son siège au Conseil d'administration d'Hydro-Québec. M. Laliberté a su mener à bien une des grandes oeuvres de l'entreprise et assurer la réalisation, dans le respect des échéanciers et des budgets, du plus grand projet hydroélectrique jamais réalisé par l'entreprise. Les administrateurs ont grandement profité de ses connaissances et de son dynamisme et le remercient de son dévouement soutenu.

En novembre, M. Guy Monty, président-directeur général d'Hydro-Québec International depuis sa création en 1978, a pris sa retraite après une éminente carrière de 37 ans à Hydro-Québec, dont deux ans comme commissaire et deux ans comme administrateur d'Hydro-Québec. Les membres du Conseil tiennent à rendre hommage à M. Monty pour les efforts et la compétence qu'il a mis au service de l'entreprise tout au long de sa carrière.

La publication du présent rapport annuel coïncide avec le 40e anniversaire d'Hydro-Québec. C'est en effet le 15 avril 1944 qu'était créée la Commission hydroélectrique de Québec. Cet anniversaire sera souligné d'une façon spéciale au cours de l'année par l'entreprise qui aura alors l'occasion de saluer tous ceux qui lui ont été associés et qui ont contribué à sa réussite, et ceux qui l'aident maintenant à prendre un nouveau départ.



Le président du Conseil d'administration,

Joseph Bourbeau

Joseph Bourbeau

Le 28 mars 1984

M E S S A G E

du président-directeur général

L'année 1983 aura essentiellement été pour Hydro-Québec, conformément au premier objectif du plan de développement approuvé par le gouvernement du Québec en 1982, l'année du virage commercial. L'entreprise a lancé ou poursuivi différents programmes de vente au Québec (bi-énergie, chaudières industrielles, rabais tarifaires aux industries dont les nouveaux investissements contribuent à augmenter la consommation d'électricité) et elle a conclu des ententes tarifaires spéciales qui ont facilité l'expansion ou l'implantation d'usines d'aluminium exploitées par la Société canadienne de métaux Reynolds et par Pechiney Ugine Kuhlmann. Sur le marché des exportations, Hydro-Québec a signé un important contrat avec le *New England Power Pool* prévoyant la livraison de 33 milliards de kilowattheures sur une période de 11 ans. Parallèlement, les travaux visant à augmenter la capacité des interconnexions québécoises avec les réseaux américains et le Nouveau-Brunswick se sont poursuivis conformément aux délais et aux coûts prévus.

Le succès des programmes commerciaux, qui a contribué à la reprise des ventes d'électricité (+ 3,9 %), et la compression des dépenses d'exploitation à un taux de croissance de 6,5 % ont permis à Hydro-Québec de respecter ses obligations financières, notamment la couverture de ses intérêts. L'exercice financier se solde par un bénéfice net de 707 millions de dollars, en baisse toutefois sur celui de 1982 malgré la reprise des ventes. L'écart s'explique par l'augmentation des intérêts imputés aux dépenses d'exploitation, en raison de la mise en service des groupes de La Grande 3 et de la centrale de Gentilly 2, ainsi que par la hausse relativement faible des tarifs en 1983, qui visait à conserver à l'électricité sa marge concurrentielle avec les autres formes d'énergie.

En 1983, les investissements d'Hydro-Québec se sont élevés à 2 188 millions de dollars. Malgré le ralentissement général de la construction de grands ouvrages hydroélectriques, la réorientation des investissements vers les programmes de vente, la technologie et l'amélioration du réseau de distribution et du service à la clientèle devrait d'ici 1986 maintenir les investissements nets de l'entreprise (intérêts imputés à la construction exclus) au niveau de ceux des dernières années.

La réorganisation de l'entreprise s'est achevée en 1983, ainsi qu'une première étape en vue d'une décentralisation des activités opérationnelles vers les régions et vers le groupe Équipement. Ce réaménagement a permis une réduction des postes de cadres d'environ 30 %. L'interruption presque complète du recrutement externe, la diminution des contrats attribués à l'extérieur et le programme d'indemnisation des départs volontaires, qui a permis le départ à la retraite de près de 1 000 employés, ont rendu possible la réaffectation d'environ 700 employés excédentaires. Enfin, les conventions collectives régissant les conditions de travail de 15 300 employés des syndicats Métiers, Bureau, Techniciens, Ingénieurs et Constables ont été renouvelées.

En ce qui concerne les perspectives d'avenir, la prévision à long terme de la croissance des ventes d'électricité régulière au Québec a été ramenée à 3,3 % pour la période 1983-2001. Étant donné que les excédents d'électricité pendant les prochaines années seront plus importants qu'on ne l'avait prévu, le développement des marchés de l'électricité demeurera une priorité d'Hydro-Québec. L'entreprise continuera donc à proposer aux consommateurs des tarifs qui renforcent la position concurrentielle de l'électricité, à lancer de nouveaux programmes commerciaux, à développer les applications de l'électricité ainsi qu'à consolider et élargir ses marchés d'exportation.

Deux autres grandes orientations sont également maintenues : réaliser les investissements engagés d'ici 1985 dans le cadre du plan d'équipement et limiter pour le moment les engagements financiers à long terme ; augmenter la fiabilité du réseau en vue d'assurer une meilleure continuité du service aux différentes catégories d'abonnés.

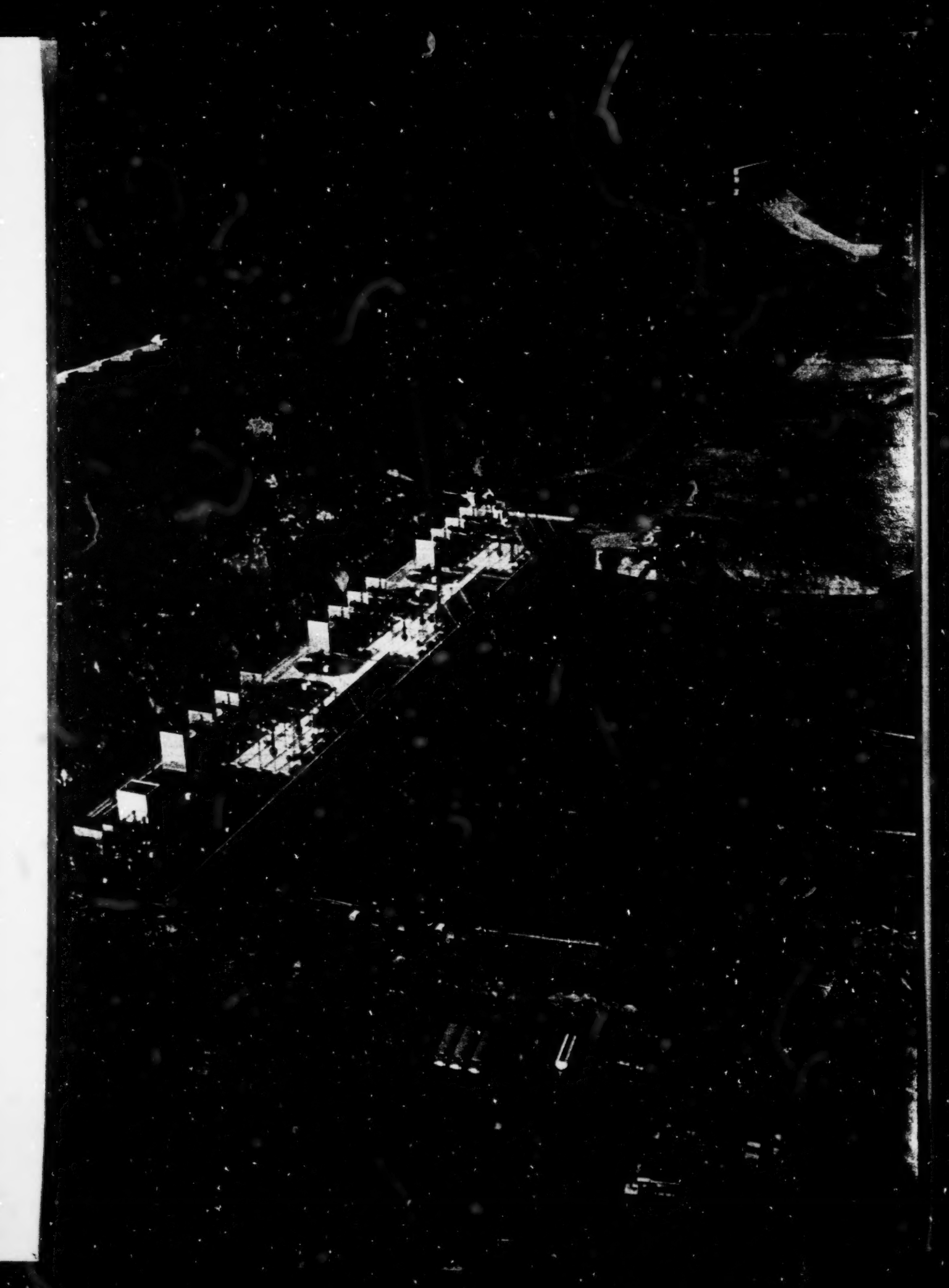
Tels sont le bilan global de l'année 1983 et les objectifs des prochaines années. Le personnel d'Hydro-Québec a collaboré avec une vitalité peu commune aux efforts de l'entreprise pour rationaliser sa structure administrative et s'adapter aux contraintes économiques et financières du contexte de forte concurrence énergétique qui a caractérisé 1983. Il y a de bonnes raisons de croire que l'entreprise pourra atteindre ses objectifs à la faveur de ce dynamisme pour finalement mieux faire bénéficier les consommateurs des avantages de l'électricité.

Le président-directeur général,

Guy Coulombe

Guy Coulombe

Le 29 mars 1984



LES RÉSULTATS *financiers*

En 1983, la situation financière d'Hydro-Québec est demeurée excellente tant au point de vue de ses résultats d'exploitation que de la réalisation de son programme d'investissement.

Du côté des résultats d'exploitation, Hydro-Québec affiche un bénéfice net de 707 millions de dollars. La reprise de la croissance du volume des ventes d'électricité, jointe à un effort sans précédent de rationalisation de ses activités, a fait contrepoids à la progression très rapide des dépenses d'intérêt.

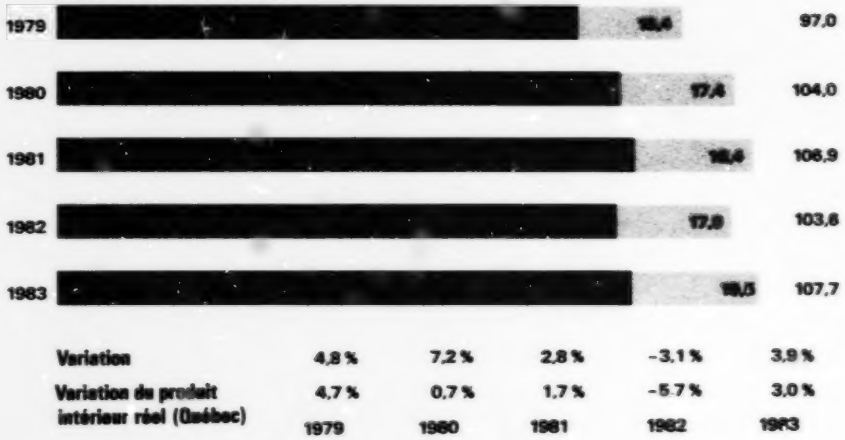
En ce qui a trait à son programme d'investissement, Hydro-Québec a relevé le défi qu'elle s'était donné il y a plus d'une décennie, de mettre en valeur l'énergie de La Grande Rivière à la Baie James. Avec 88 % des travaux achevés (réseau de transport de la Baie James inclus) et 71 % de la puissance du complexe La Grande — Phase I en exploitation, Hydro-Québec aura mené à bien cette entreprise, à l'intérieur du budget et des échéanciers prévus. Elle a su s'adapter aux changements importants qui ont troublé le cours de la dernière décennie et, en temps opportun, faire preuve d'imagination et de dynamisme.

La reprise économique

L'année 1983 a été caractérisée, au chapitre de l'activité économique, par la reprise de la croissance en Amérique du Nord. Ainsi, on estime que le produit national brut des États-Unis a augmenté de 3,3 % en termes réels, et celui du Canada de 3,0 %. Bien que modérés, ces chiffres tranchent sur les taux de décroissance de 1,9 % et de 4,4 % observés respectivement dans les deux pays en 1982. L'économie du Québec est elle aussi sortie de la récession en 1983. Elle a participé à ce mouvement de relance, marquant une progression estimée à 3,0 % en termes réels, alors qu'elle avait subi un net fléchissement de 5,7 % en 1982.

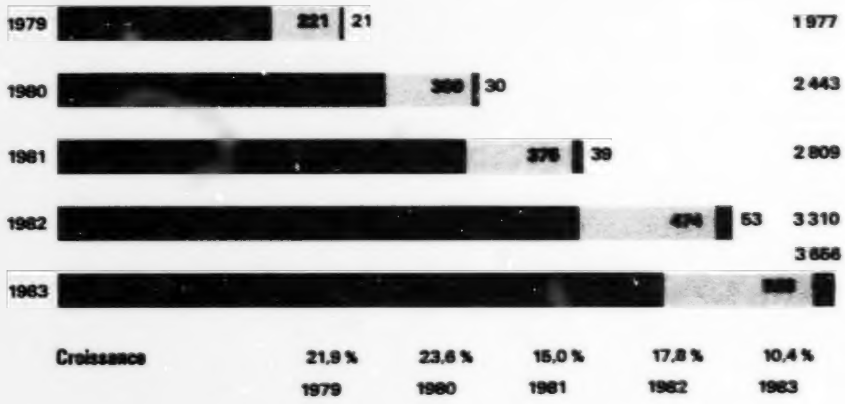
Évolution du volume des ventes totales d'Hydro-Québec (1979-1983)

(Milliards de kilowattheures)



Évolution des revenus bruts d'Hydro-Québec (1979-1983)

(Millions de dollars)



- Ventes d'électricité – Québec
- Ventes d'électricité à l'exportation
- Autres revenus d'exploitation

Ventes et revenus d'électricité en progression

La reprise de l'activité économique québécoise a été un facteur déterminant de l'augmentation des ventes totales d'électricité d'Hydro-Québec. En volume, ces ventes ont progressé de 3,9 % en 1983, ce qui marque une nette reprise par rapport à la chute de 3,1 % observée l'année précédente. Malgré la hausse des ventes, les revenus bruts de l'entreprise ont augmenté à un rythme plus lent qu'en 1982, reflétant ainsi l'évolution plus modérée des prix unitaires de l'électricité vendue. En effet, afin de raffermir la position concurrentielle de l'électricité sur le marché québécois, la hausse moyenne des tarifs a été limitée à 7,3 % en 1983, contre 16,3 % en 1982. De plus, le prix unitaire moyen de l'électricité vendue à l'extérieur du Québec a progressé d'environ 2 %, ce qui reflète la hausse moins rapide des coûts des autres sources d'énergie.

Rationalisation accrue des dépenses

En 1983, l'entreprise a réussi à réduire la croissance de ses dépenses d'exploitation à 6,5 %, alors que cette croissance avait été de 11,3 % en 1982, et de 21,8 % par année en moyenne sur la période 1979-1982. Ce freinage du rythme de progression a été réalisé au cours d'une période où les activités de l'entreprise ont été en croissance, grâce à une rationalisation plus poussée des dépenses qui a porté aussi bien sur la masse salariale que sur les biens et services. L'augmentation de la masse salariale a été limitée à 4,4 %, par une diminution de la progression annuelle du salaire moyen à 6,5 % et par une réduction des effectifs d'exploitation de 4,9 %. Pour leur part, les dépenses en biens et services ont été réduites de 4,8 %, malgré l'augmentation générale des prix.

Dans l'ensemble, les dépenses se sont établies à 1 672 millions pour l'exercice 1983, soit une progression de 8,5 % alors que cette progression s'établissait à 21,9 % en moyenne annuellement sur la période 1979-1982. Cette croissance par rapport à 1982 s'explique principalement par l'augmentation de dépenses incompressibles reliées aux mises en service d'équipements de production et de transport, et en particulier des amortissements. De plus, l'abandon de certaines études préliminaires par suite de la révision à la baisse du taux de croissance de la demande d'électricité d'Hydro-Québec a nécessité la radiation d'une somme de 60 millions de dollars investie dans ces projets au 31 décembre 1983, dont 57 millions ont été imputés au poste Exploitation.

Évolution des dépenses d'Hydro-Québec (1979-1983)

(Millions de dollars)

	1982	Variation 1982/1981	1983	Variation 1983/1982	Variation annuelle moyenne 1979-1982
Exploitation (radiations exclues)	1 002	14,0 %	1 015	1,3 %	21,6 %
• dont masse salariale	666	13,2 %	695	4,4 %	21,0 %
• dont dépenses en biens et services	336	15,6 %	320	−4,8 %	22,7 %
Radiations	4		57		
Total Exploitation	1 006	11,3 %	1 072	6,5 %	21,8 %
Achats d'électricité	127	0,4 %	117	−8,2 %	−0,5 %
Amortissement des propriétés et de l'outillage	221	11,7 %	274	24,1 %	16,8 %
Impôt et taxes	185	61,3 %	209	12,8 %	94,4 %
Total des dépenses	1 539	14,6 %	1 672	8,5 %	21,9 %
Indice des prix à la consommation (Canada)		10,8 %		5,8 %	11,1 %

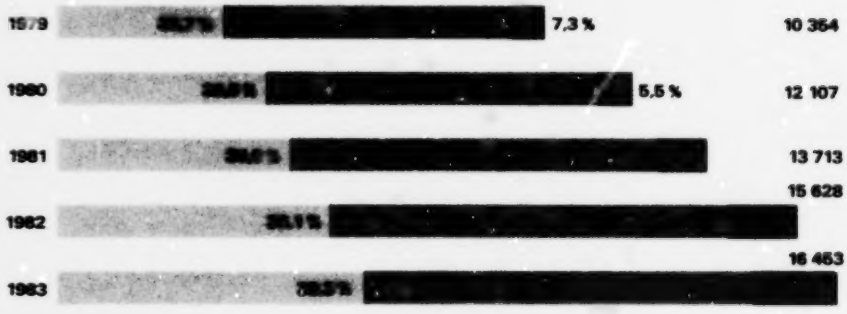
Les intérêts

Les charges d'intérêt brut, c'est-à-dire l'intérêt sur la dette à long terme, sur les avances bancaires et les billets à payer ainsi que l'amortissement de l'escompte et des frais d'émission sur obligations, ont augmenté de 5,6 % en 1983, écart nettement inférieur aux taux de croissance des dernières années. Cette décélération résulte en partie d'une réduction du volume des capitaux empruntés en 1983 par rapport aux dernières années, et de l'amélioration des taux d'intérêt. La baisse des taux d'intérêt a réduit à 11,84 % le taux d'intérêt moyen de la dette à long terme, qui avait crû de façon continue au cours des cinq dernières années.

Malgré cette faible augmentation des charges d'intérêt brut, les intérêts portés à l'exploitation, c'est-à-dire les dépenses d'intérêt, augmentent de 31,5 % pour atteindre 1 277 millions de dollars. Ce mouvement est principalement dû aux mises en service importantes réalisées au cours de 1983, qui ont alourdi les dépenses d'intérêt de charges financières jusqu'alors imputées à la construction. On notera inversement la réduction des intérêts imputés à la construction qui passent de 790 à 736 millions, soit 6,8 % de moins qu'en 1982.

Composition de la dette à long terme* (1979-1983)

(Millions de dollars)



Coût moyen de la dette à long terme	10,16 %	11,06 %	11,49 %	11,89 %	11,84 %
	1979	1980	1981	1982	1983

Emprunts annuels d'Hydro-Québec* (1979-1983)

(Millions de dollars)

Durée moyenne des emprunts de l'année *(en années)*	25,5	15,1	8,2	8,4	13,2

Taux moyen des emprunts de l'année	10,77 %	12,54 %	15,10 %	13,47 %	12,25 %
	1979	1980	1981	1982	1983

- Dollars canadiens
- Dollars des États-Unis
- Autres devises

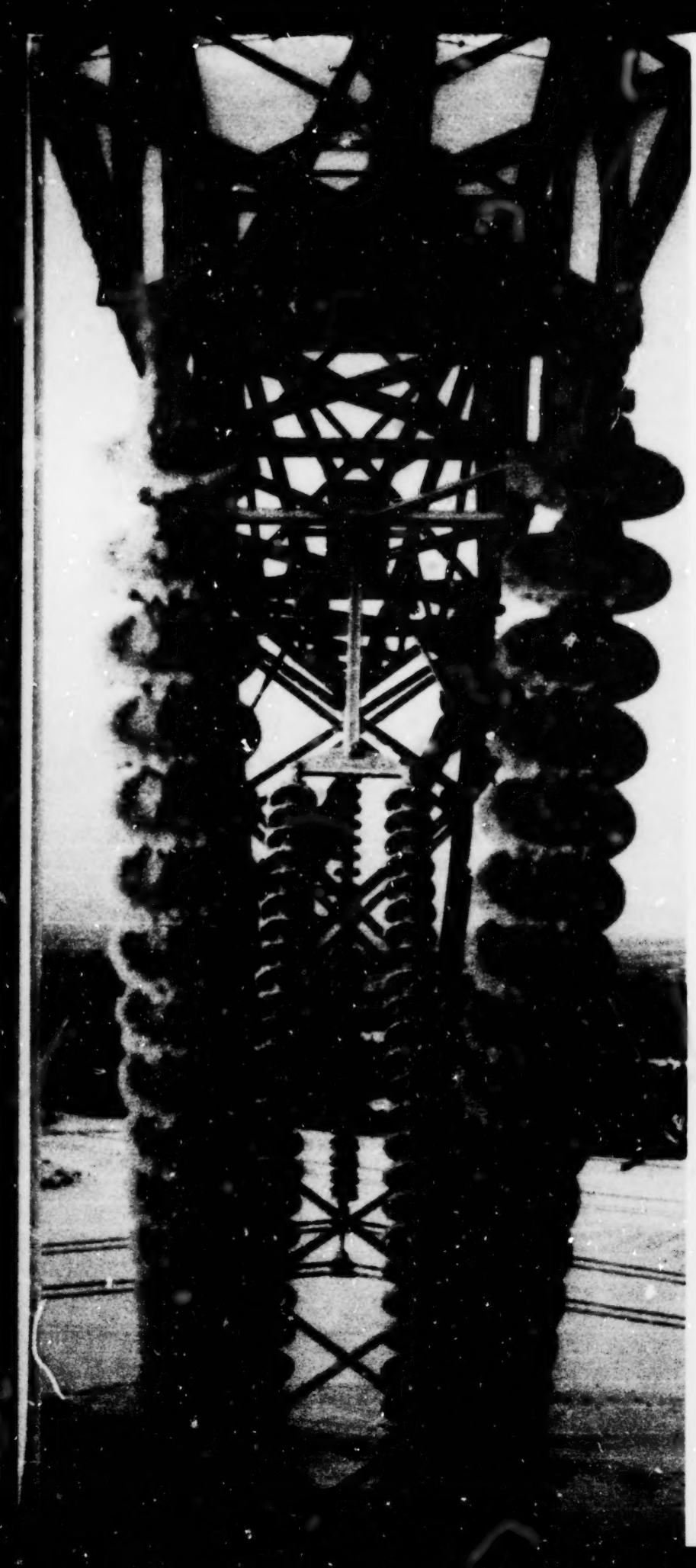
** Chiffres rajustés pour tenir compte de l'effet des contrats d'échanges de paiements d'intérêts et de devises (SWAPS)*

Financement externe facilité

Deux éléments ont marqué l'année 1983 au plan du financement externe : un programme d'emprunt plus modeste que celui des dernières années et des marchés financiers en nette amélioration.

Hydro-Québec a réalisé en 1983 un programme d'emprunt dont le produit net s'élève à 1 841 millions de dollars. Ce volume d'emprunts, qui représente une baisse importante par rapport aux 2 302 millions de capitaux empruntés en 1982, reflète l'allégement des besoins financiers résultant de la réduction des investissements. Signalons également qu'afin de réduire les risques de pertes de change sur les monnaies étrangères, l'entreprise a accru ses emprunts en dollars canadiens et conclu des contrats d'échanges de paiements d'intérêts et de devises (SWAPS).

D'une façon générale, la conjoncture sur les marchés financiers a été en nette amélioration, et s'est poursuivie la tendance amorcée en 1982 d'un accroissement de la durée des emprunts et d'une baisse des taux d'intérêt. Ainsi les nouveaux emprunts d'Hydro-Québec en 1983 ont une durée moyenne de 13,2 ans, contre 8,4 en 1982. Dans le même sens, le coût moyen des emprunts de l'année s'établit à 12,25 % pour 1983, alors qu'il avait été de 13,47 % pour 1982.



Niveau d'autofinancement

En 1983, l'autofinancement s'est établi à 37,9 %, en nette progression par rapport aux deux dernières années. Cette croissance est attribuable à la baisse des investissements, qui a plus que compensé le nivellement des ressources financières provenant de l'exploitation. On notera que ces dernières se sont maintenues, malgré un bénéfice net d'exercice passé à 707 millions de dollars par rapport aux 800 millions enregistrés en 1982.

Critères financiers et dividendes

Dans sa gestion financière, Hydro-Québec tient compte de certains critères qui constituent des indices de santé financière, en particulier de la couverture des intérêts et du taux de capitalisation. L'entreprise se fixe comme objectif d'assurer un taux de couverture des intérêts d'au moins 1,00 et un taux de capitalisation d'au moins 25 %. De plus, ces critères sont pris en compte dans la *Loi sur Hydro-Québec* dont les dispositions assurent que leur respect doit primer dans l'établissement du dividende. Pour l'année 1983, ces deux critères ont été dépassés et des dividendes s'établissant à 60 millions de dollars ont été déclarés.

Monteurs au travail sur les lignes du réseau de transport de la Baie James.

Autofinancement

$$\frac{\textit{Total des ressources financières provenant de l'exploitation} - \textit{Dividendes déclarés}}{\textit{Investissement dans les immobilisations} + \textit{Rachat d'obligations et d'autres dettes à long terme}}$$

Détermination de l'autofinancement d'Hydro-Québec (1979-1983)

(Millions de dollars)

	1979	1980	1981	1982	1983
Bénéfice net	746	746	559	800	707
Amortissement des propriétés et de l'outillage	138	161	198	221	274
Amortissement de l'équipement d'exploitation et de recherche	17	19	23	28	32
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission sur obligations	11	13	13	17	19
Autres amortissements	7	7	7	7	6
Total des ressources financières provenant de l'exploitation	919	946	800	1 073	1 038
Dividendes déclarés	—	—	7	7	60
Investissement dans les immobilisations + Rachat d'obligations et d'autres dettes à long terme	3 036	2 962	3 075	3 189	2 580
Taux d'autofinancement	30,3 %	31,9 %	25,8 %	33,4 %	37,9 %

Couverture des intérêts

(avant dividendes)

$$\frac{\textit{Bénéfice net d'exploitation} + \textit{Revenu net de placements}}{\textit{Charges d'intérêt brut}}$$

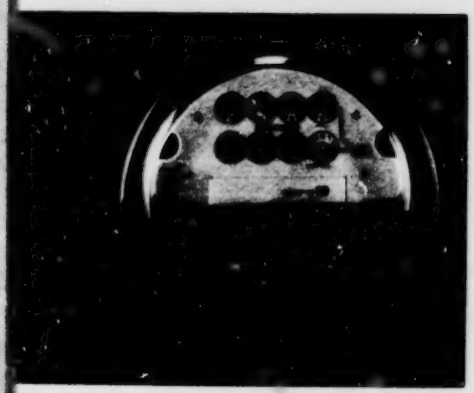
Taux de capitalisation

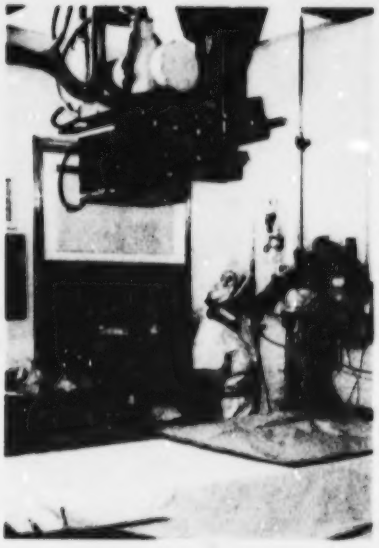
$$\frac{\textit{Avoir de l'actionnaire}}{\textit{Avoir de l'actionnaire} + \textit{Dette à long terme} + \textit{Billets à payer} + \textit{Tranche à moins d'un an de la dette à long terme, y compris la perte de change non réalisée}}$$

Critères financiers et dividendes déclarés d'Hydro-Québec (1979-1983)

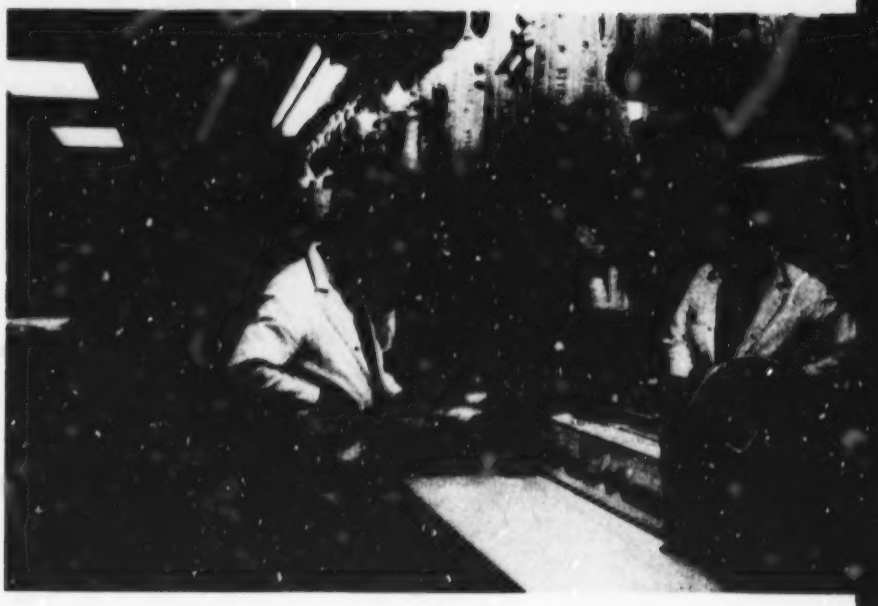
	1979	1980	1981	1982	1983
Couverture des intérêts	1,19	1,18	1,01	1,01	1,04
Taux de capitalisation	24,9 %	25,5 %	25,1 %	26,0 %	26,6 %
Dividendes déclarés *(Millions de dollars)*	—	—	7	7	60

Présence de l'électricité dans le secteur domestique : plus de 2,2 millions d'abonnés québécois utilisent (et économisent) l'électricité au foyer. Ils profitent du confort qu'elle procure, de ses tarifs modérés et de programmes comme celui de la bi-énergie.

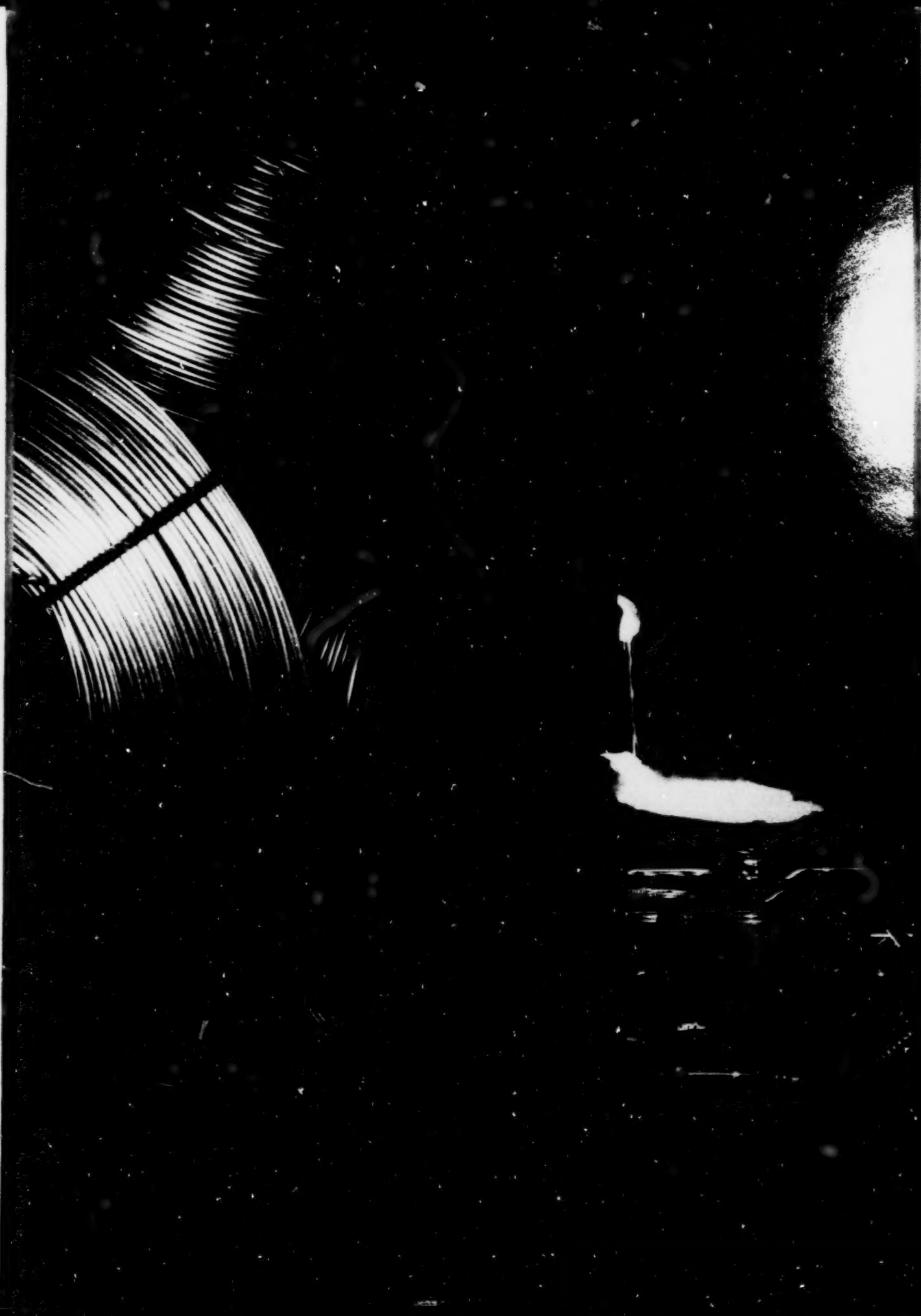




Présence de l'électricité dans les services et les transports.



Présence de l'électricité dans l'industrie : textile, aluminium, sidérurgie et construction aéronautique.



L'ACTIVITÉ *commerciale*

Depuis 1982, Hydro-Québec a adopté une orientation commerciale plus vigoureuse et plus sélective, axée principalement sur la mise en oeuvre de programmes commerciaux. Cette préoccupation accrue de dynamisme commercial répond aux exigences nouvelles des années 80 : nécessité de rentabiliser les équipements de production mis en service dans la période 1978-1985, croissance ralentie de l'activité économique et de la demande d'électricité dans les années à venir, enfin resserrement de la concurrence entre les diverses formes d'énergie.

Dans ce contexte, l'entreprise a amorcé depuis un an un marketing plus vigoureux de l'électricité dans tous les secteurs de consommation ainsi que la recherche et la diffusion d'applications nouvelles de l'électricité, en particulier dans l'industrie. Cette promotion plus active, qui vise à élargir les marchés et à diversifier les usages de l'électricité, respecte les grands objectifs qui ont toujours guidé l'action commerciale d'Hydro-Québec : augmenter la part de l'électricité dans le bilan énergétique québécois, c'est-à-dire réduire la dépendance énergétique à l'égard des énergies importées, et promouvoir l'utilisation judicieuse de l'énergie électrique sous toutes ses formes.

L'activité commerciale d'Hydro-Québec comporte deux grands volets. Elle vise d'abord la clientèle traditionnelle de l'entreprise, particuliers, entreprises et collectivités du Québec. Mais elle s'adresse aussi aux marchés d'exportation que constituent les réseaux électriques voisins au Canada et aux États-Unis. Dans le contexte énergétique actuel, Hydro-Québec fait preuve d'une ouverture particulière à l'égard des exportations d'électricité et accorde beaucoup d'importance à ces débouchés commerciaux.

C'est pourquoi l'entreprise a réuni dans une même unité administrative la responsabilité de la mise en marché de l'électricité. Pour les marchés québécois, elle a mis sur pied une équipe pluridisciplinaire regroupant des spécialistes en études de marchés et de tarification, ainsi que des attachés commerciaux en liaison avec les principaux secteurs de l'activité industrielle (métallurgie et transport, pâtes, papiers et bois, agro-alimentaire, mines et cimenteries, textile, pétrole et chimie). Ces attachés ont pour mission, par les contacts étroits et suivis qu'ils entretiennent avec les représentants de l'industrie, d'assurer la diffusion de nouvelles technologies électriques à haut rendement énergétique. Pour les marchés externes, on a formé une équipe chargée d'effectuer les études de marchés, d'administrer les contrats en cours et d'assurer l'expansion des ventes.

À gauche, chaudière industrielle à l'électricité.

À droite, pâtes et papiers et agro-alimentaire.

La stratégie commerciale mise en place par Hydro-Québec à partir de 1982 s'est concrétisée sous forme de programmes commerciaux qui s'adressent chacun à des clientèles particulières. Ces programmes consistent essentiellement à fournir aux consommateurs une assistance technique et une aide financière pour l'achat de nouveaux équipements, aide assortie très souvent d'incitations tarifaires. En 1983 par exemple, les trois programmes d'électrification des chaudières industrielles, de chauffage bi-énergie au secteur domestique et de rabais tarifaires aux entreprises effectuant des investissements, ont largement dépassé leurs objectifs de départ. Ce sont là de bons exemples de l'action commerciale entreprise par Hydro-Québec et qu'elle entend élargir en 1984 du côté des commerces et services. Ces programmes ont déjà contribué en 1983 à la reprise de la croissance des ventes d'électricité, mais devraient faire davantage sentir leurs effets en 1984 et dans les années à venir. Il faut souligner que ces programmes s'accompagnent d'efforts constants pour améliorer les relations de l'entreprise avec sa clientèle.

Enfin, la politique tarifaire occupe naturellement une place primordiale dans le succès de l'activité commerciale d'Hydro-Québec. Depuis la crise énergétique et le renchérissement du prix des diverses formes d'énergie, les consommateurs de toutes catégories sont davantage sensibles à l'impact économique des options énergétiques qui s'offrent à eux. À cet égard, la hausse moyenne de 3,4 % des tarifs d'électricité régulière au Québec à compter du 1er février 1984 devrait, par son caractère modéré, être un atout commercial de l'électricité dans sa concurrence avec le mazout et le gaz naturel.

Pour toutes les catégories d'abonnements, les hausses moyennes de tarifs restent inférieures au taux d'inflation anticipé pour 1984. En ce qui concerne les abonnés domestiques en particulier, signalons que le chauffage à l'électricité ne subira aucune augmentation car la tranche de consommation qui correspond à cet usage n'est pas majorée en 1984.

Reprise de la croissance des ventes d'électricité en 1983

Au total, l'année 1983 aura été une année de reprise des ventes d'électricité, inversant le recul de 3,1 % observé en 1982. Les ventes totales d'Hydro-Québec ont en effet progressé de 3,9 %, ce qui est supérieur à la croissance moyenne connue de 1978 à 1982. Deux éléments importants ont influé sur cette évolution, le premier tenant au contexte économique général, le second plus dépendant de l'action de l'entreprise. D'une part, malgré des ventes faibles au début de l'année en raison de la température clémente, la reprise de l'activité économique à partir du second semestre, principalement dans le secteur industriel, s'est répercutée sur la consommation d'électricité. D'autre part, l'action commerciale vigoureuse déployée par l'entreprise sur l'ensemble de ses marchés, et notamment en matière d'électrification des chaudières industrielles, a commencé à faire sentir ses effets en 1983 sur les ventes au Québec et à l'exportation.

Le redressement des ventes s'est manifesté sur tous les marchés. Ainsi, les ventes au Québec ont atteint 88,2 milliards de kilowattheures (+ 2,8 %), retrouvant presque le niveau de l'année 1981, et elles ont produit des revenus de 3,1 milliards de dollars (+ 10,1 %). Au chapitre des exportations, l'entreprise a réalisé une bonne performance avec un volume de 19,5 milliards de kilowattheures (+ 9,3 %) et des recettes de 528 millions de dollars (+ 11,3 %).

(Se reporter aux deux premiers graphiques du chapitre *Les résultats financiers* pour l'évolution des ventes et des revenus d'électricité au cours de la période 1979-1983.)

Le marché québécois : ventes par secteurs et programmes commerciaux

Secteur domestique

Dans le secteur domestique québécois, la croissance des ventes d'électricité, qui avait brusquement ralenti en 1982 à 2,1 %, a continué de fléchir en 1983 jusqu'à 1,4 %. La très faible progression dans ce secteur s'explique principalement par la température douce des premiers mois de l'année, qui a modéré les consommations liées au chauffage des locaux. Signalons que l'électricité est devenue en 1983 la principale source d'énergie utilisée pour le chauffage des habitations au Québec, accaparant 48 % du parc des logements.

L'analyse des ventes au secteur domestique permet toutefois de dégager des signes de croissance encourageants. Dans les 40 000 nouvelles constructions mises en chantier en 1983, le taux de pénétration du chauffage électrique a dépassé 90 %. Dans l'habitat existant, le volume des conversions au chauffage à l'électricité (51 000) et à la bi-énergie (52 000) a atteint un niveau exceptionnel. Ces facteurs de croissance n'ayant toutefois pas produit leurs effets sur les consommations de toute l'année, l'augmentation imputable à ces nouvelles charges pourra être mieux évaluée en 1984.

Secteur commercial

Ce secteur de consommation très divers regroupe essentiellement les commerces, les immeubles à bureaux ainsi que les établissements scolaires, hospitaliers et hôteliers. La croissance des ventes dans ce secteur s'est établie à 2,8 %, taux qui suit d'assez près la croissance économique modérée du secteur tertiaire québécois en 1983. Toutefois, la majeure partie de la progression des ventes est attribuable à la nouvelle consommation

d'immeubles à bureaux et de commerces qui avaient été mis en chantier en 1981 à Montréal, mais dont l'occupation effective est intervenue en 1983.

Secteur industriel

Pour l'ensemble de l'année, les ventes d'électricité régulière au secteur industriel ont affiché une progression de 2,2 %, sans parvenir à retrouver le niveau atteint en 1981 avant la récession. Ces résultats en apparence modestes ne doivent pas masquer le net revirement de tendance qui a caractérisé les deux derniers trimestres. Amorcé en 1982, le fléchissement marqué de la consommation des grands abonnés industriels s'est prolongé au premier trimestre de 1983. Dans la seconde moitié de l'année, la croissance des ventes a repris et grimpé à des taux de 13,8 % et 8,1 % aux troisième et quatrième trimestres, par rapport aux trimestres correspondants de l'année précédente.

À l'exception de la pétrochimie, la plupart des gros clients industriels (pâtes et papiers, fonte et affinage, sidérurgie, mines, pétrole et charbon, produits minéraux non métalliques) ont beaucoup augmenté leur consommation d'électricité au deuxième semestre. La hausse par rapport à 1982 pour cette période s'est établie à un peu plus de un milliard de kilowattheures, ce qui représente une croissance de 12,2 %.

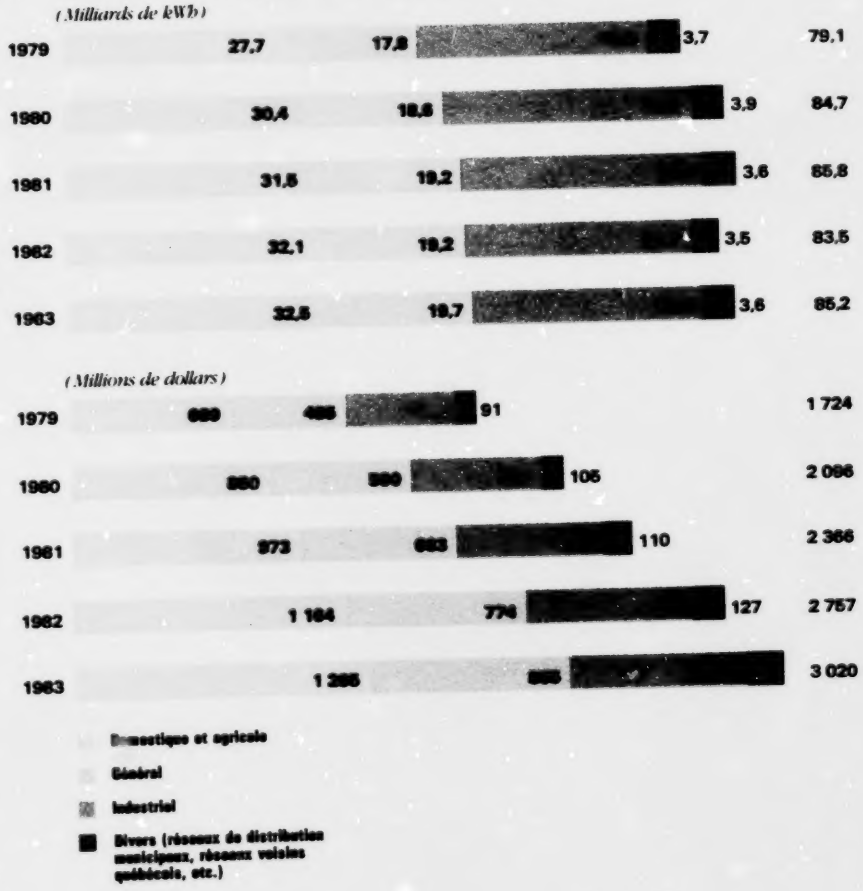
Ventes d'électricité excédentaire au Québec

Avant 1983, Hydro-Québec vendait de l'électricité excédentaire à quelques industries québécoises pour des chaudières à vapeur. Ces ventes représentaient en 1982 un total de 2,2 milliards de kilowattheures. En 1983, grâce au programme d'électrification des chaudières industrielles, l'électricité excédentaire vendue au Québec a fait un bond de 38,6 % en un an et totalisé près de 3 milliards de kilowattheures. De plus, les contrats signés pendant l'année dans le cadre de ce programme permettent d'anticiper des ventes d'électricité excédentaire de l'ordre de 10,5 milliards de kilowattheures pour l'année 1984.

Programmes commerciaux destinés à la clientèle québécoise

S'ils sont en partie imputables à l'amélioration du climat économique général, les résultats encourageants des ventes au Québec en 1983 tiennent aussi au succès remporté par les programmes commerciaux mis en oeuvre par Hydro-Québec. Qu'ils s'adressent à la clientèle domestique, commerciale ou industrielle, ces programmes de conversion à l'électricité et d'utilisation rationnelle de

Ventes d'électricité régulière au Québec (1979-1983)



Aperçu des programmes commerciaux en cours en 1983

(chiffres arrondis)

Électrification des chaudières industrielles

Lancé en 1981 à l'intention des *industries, commerces et services* : assistance financière à l'acquisition ou au remplacement de chaudières électriques, plus tarif d'électricité excédentaire inférieur au prix de l'énergie remplacée, en contrepartie d'une consommation garantie par l'abonné.

Nombre de contrats en 1983 : 261
Subventions d'Hydro-Québec : 75 millions de dollars
Nouvelles charges contractuelles : 1 750 mégawatts
Consommation anticipée en 1984 : 10,5 milliards de kilowattheures

Rabais tarifaires

Nouveau programme de 1983 pour les *industriels* : adoucissements tarifaires (50 % au départ décroissant jusqu'au 1er janvier 1992) consentis aux entreprises qui effectuent des investissements (ajout d'équipements, construction ou expansion, nouveaux procédés technologiques).

Nombre de contrats en 1983 : 70
Nouvelles charges contractuelles : 170 mégawatts
Investissements engagés par les entreprises : 625 millions de dollars

Bi-énergie

Mis en oeuvre fin 1982 à l'intention des *usagers domestiques* : subvention maximale de 650 $ non imposable aux abonnés d'habitations individuelles qui font la conversion au chauffage bi-énergie. Extension du programme en 1984 à l'*habitat collectif* (2 à 20 logements), aux *immeubles du secteur public* et à divers autres immeubles.

Nombre de subventions versées en 1983 : 52 000
Montant des subventions d'Hydro-Québec : 33,5 millions de dollars
Consommation anticipée en 1984 : 1 milliard de kilowattheures

Utilisation rationnelle de l'énergie

- ***Énergain Québec***

  Hydro-Québec administre ce programme visant à améliorer le rendement énergétique d'un million d'habitations et à réduire de 32 % leur consommation d'énergie d'ici l'an 2000.

  Nombre d'analyses énergétiques effectuées en 1983 : 120 000 (46 000 en 1982)

- ***Programme canadien de remplacement du pétrole***

  Collaboration d'Hydro-Québec sur le territoire du Québec dans la mesure où l'électricité est l'énergie de substitution.

  Nombre de demandes de subventions approuvées en 1983 : 94 280

  Subventions versées au Québec par le gouvernement fédéral : 72 millions de dollars

- ***Programme « EE » de l'Association canadienne de l'électricité***

  Participation d'Hydro-Québec à ce programme visant à promouvoir des normes d'efficacité énergétique dans le bâtiment résidentiel, commercial et industriel. En 1983, la société Dominion Textile, dont la candidature avait été soumise par Hydro-Québec, s'est classée première au Canada parmi les établissements ayant adopté les meilleures mesures d'efficacité énergétique.

l'énergie visent à mettre à la disposition des usagers les solutions électriques ou énergétiques les plus performantes et les plus économiques possibles pour le consommateur, pour le producteur d'énergie et pour la collectivité. Ces programmes ont occupé une place de choix dans l'activité commerciale et technologique, mobilisé des ressources importantes, et leurs résultats probants indiquent qu'ils répondent autant aux besoins des usagers qu'aux préoccupations commerciales de l'entreprise.

Ventes à l'exportation et contrats importants de 1983

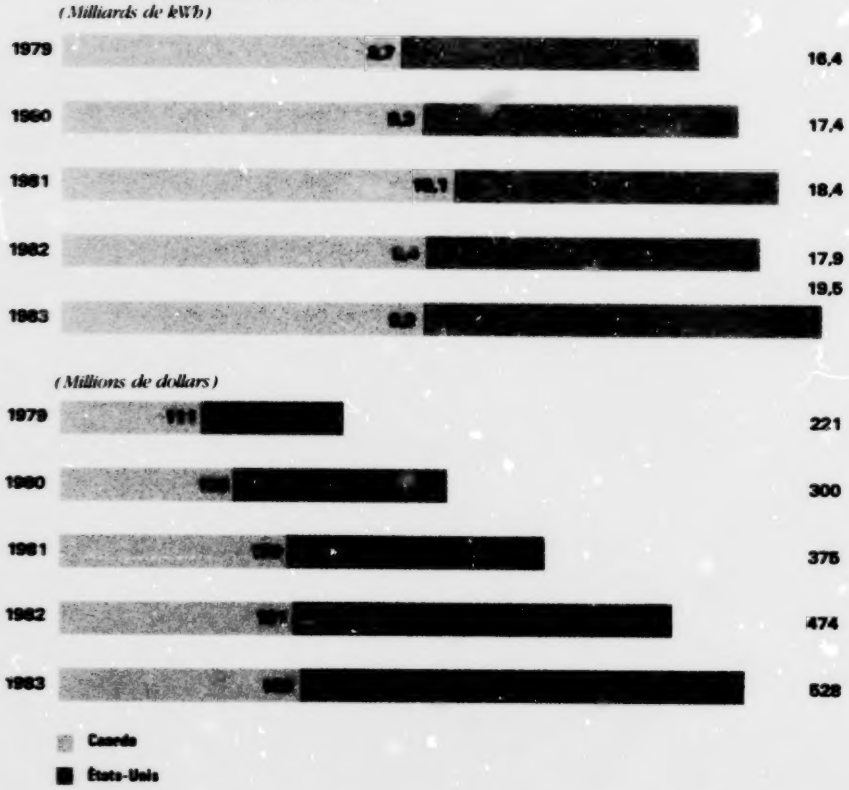
Les ventes d'électricité à l'extérieur du Québec à d'autres réseaux du Canada et des États-Unis ont connu en 1983 une expansion très satisfaisante. Le volume de ces exportations a en effet progressé de 9,3 %, mouvement attribuable en très large part aux clients américains et, dans une mesure moindre, à la demande du Nouveau-Brunswick. Les réseaux des États-Unis ont acheté 52 % des 19,5 milliards de kilowattheures vendus à l'exportation, et les réseaux canadiens 48 %. Quant aux revenus des exportations, ils ont atteint 528 millions de dollars en 1983 (+ 11,3 %) et comptent pour 14,7 % des revenus d'électricité d'Hydro-Québec.

L'année 1983 a aussi donné lieu à plusieurs démarches commerciales visant à négocier de nouveaux accords de fourniture avec des réseaux hors Québec. Les exportations d'électricité se réalisent généralement dans le cadre de deux types d'accords : soit des contrats de vente prévoyant des fournitures fermes d'énergie ou de puissance, soit des conventions d'interconnexion établissant un protocole pour des transactions ponctuelles, c'est-à-dire conclues au fur et à mesure des disponibilités et des besoins.

En 1982, Hydro-Québec avait signé un contrat important avec la *New York Power Authority* pour la vente de 111 térawattheures s'échelonnant sur 13 ans à partir de 1984. Le 21 mars 1983, Hydro-Québec et le *New England Power Pool (NEPOOL)* ont signé trois ententes de vente et d'échange d'électricité à partir de 1986. La première prévoit la mise en service en 1986 d'une interconnexion Hydro-Québec – *NEPOOL* et le stockage d'énergie pour le compte du *NEPOOL* dans les réservoirs d'Hydro-Québec. La deuxième prévoit la vente d'énergie (jusqu'à concurrence de 33 milliards de kilowattheures) par Hydro-Québec au *NEPOOL* sur la période 1986-1997. La troisième entente est une convention d'interconnexion qui permet aux deux partenaires de profiter au maximum de l'interconnexion de leurs réseaux. Ces ententes entreront en vigueur avec l'obtention d'une licence d'exportation et d'un certificat pour la construction de l'interconnexion à courant continu entre le poste Des Cantons près de Sherbrooke et la frontière entre le Québec et le Vermont.

Compte tenu du ralentissement prévu de la demande québécoise d'électricité et de l'évolution des marchés de l'énergie, Hydro-Québec a révisé sa politique commerciale en matière d'exportations d'électricité. Elle entend, d'une part, exploiter rapidement l'avantage commercial que lui procurent les disponibilités énergétiques provenant de la mise en service des centrales de la Baie James. Mais l'entreprise s'intéresse aussi à des contrats d'exportation à long terme d'électricité régulière, et elle a notamment entrepris des négociations en ce sens avec le *NEPOOL* au cours de 1983.

Ventes à l'exportation (1979-1983)



L'EXPLOITATION

Le présent chapitre réunit les principales données techniques qui ont caractérisé l'exploitation en 1983 ainsi que les grands équipements mis en service au cours de l'année.

Progression importante de la puissance installée

L'année 1983 a été caractérisée par l'importance de la capacité de production mise en service par Hydro-Québec. La puissance installée du parc de production s'est en effet accrue de 2 159 mégawatts, soit une progression de 11,3 %. Dans le passé, seule l'année 1980 a connu un accroissement de puissance supérieur (2 388 mégawatts ou 16,5 %) au moment de la mise en service de sept groupes à la centrale de La Grande 2.

Équipement de production

(au 31 décembre 1983)

	Nombre de centrales	Puissance installée		Production brute 1983	
		Mégawatts	%	*Milliards de kWh*	%
Centrales hydroélectriques	51	19 555	91,8	85,9	97,3
Centrales thermiques	28	1 746	8,2	2,4	2,7
Total	79	21 301		88,3	

Pour le détail des installations qui composent le parc de production, se reporter à la liste des centrales d'Hydro-Québec, à la page 34.

L'évolution significative de la puissance installée en 1983 s'explique par l'achèvement du vaste programme d'installations décidé au début des années 70 et dont la réalisation s'est poursuivie depuis un peu plus de 10 ans. Au cours de l'année, on a effectué la mise en service de sept nouveaux groupes de La Grande 3 (1 344 mégawatts), le couplage au réseau de la centrale nucléaire de Gentilly 2 (685 mégawatts) et d'autres additions mineures. La puissance installée totale des ouvrages de production s'établit maintenant à 21 301 mégawatts, soit à peu de chose près le double de la capacité de production de 1973. L'entreprise dispose en outre de la majeure partie de la production de la centrale de Churchill Falls, d'une puissance nominale de 5 225 mégawatts.

L'appel à la pointe de l'hiver 1983-1984 : 19 788 mégawatts

La puissance maximale appelée par les besoins prioritaires du réseau pendant les mois de l'hiver chevauchant 1983 et 1984 a été enregistrée le mardi 20 décembre à 18 heures. Cette pointe annuelle de puissance a atteint 19 788 mégawatts, comparativement à 18 379 mégawatts l'an dernier. La hausse de 7,7 % tient aux conditions climatiques plus rigoureuses et à la reprise de l'économie.

Hausse de 12,1 % de la production

Avec un accroissement de 9,5 milliards de kilowattheures sur l'année précédente, la production brute des centrales d'Hydro-Québec s'est élevée à 88,3 milliards de kilowattheures en 1983. La production d'origine hydraulique est restée largement prépondérante, à raison de 97,3 % contre 99,7 % l'an dernier, ce qui traduit toutefois une légère augmentation du recours à l'énergie thermique par suite de la mise en service de la centrale de Gentilly 2. À elle seule, la centrale hydraulique de La Grande 2 a fourni 25 % de la production totale et demeure la première en importance du réseau.

Hydraulicité et taux de remplissage des réservoirs

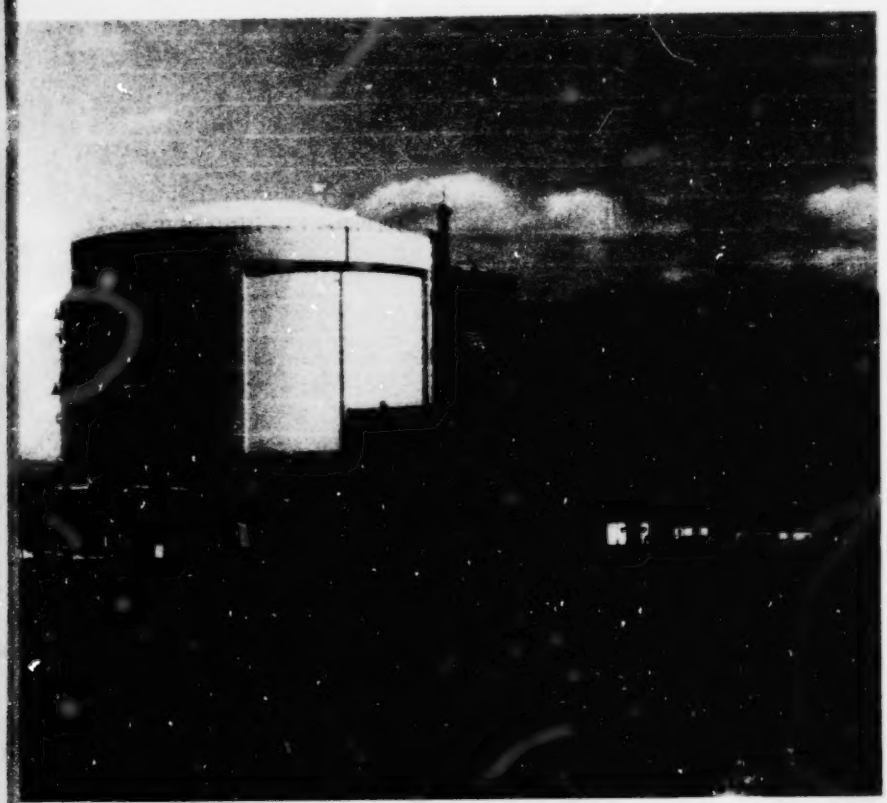
L'année 1983 a été marquée par des apports d'eau nettement supérieurs à ceux de 1982 et à la moyenne décennale sur l'ensemble des bassins, sauf celui du Saint-Laurent.

Au 1er janvier 1984, le stock des réservoirs d'Hydro-Québec constituait une réserve énergétique équivalant à 75,1 milliards de kilowattheures, en hausse de 21,3 milliards sur la réserve de la fin de 1982. Comme la réserve

Énergie produite : 122 958
Énergie entrée : 122 958
Pertes sur les réseaux et consommation des centrales : 11 312
Énergie sortie : 111 646

Fiche technique de Gentilly 2

Nom de la centrale	Type de réacteur : CANDU-PHW			Puissance installée
	Combustible	Modérateur	Caloporteur	*(Mégawatts)*
Gentilly 2	Bioxyde d'uranium naturel	Eau lourde	Eau lourde sous pression	685



utile totale des réservoirs correspond à 96,4 milliards de kilowattheures (avec les réservoirs de La Grande 4 et de Caniapiscau), le taux de remplissage en énergie des réservoirs atteignait 77,9 %.

Des mises en service importantes : La Grande 3 et Gentilly 2

De fait, l'année 1983 a été marquée par deux mises en service de nouveaux équipements de production. En hydraulique, sept nouveaux groupes se sont ajoutés à la centrale de La Grande 3 à la Baie James, ce qui porte à dix le nombre d'unités en exploitation au 31 décembre 1983. Les deux derniers groupes étaient en période de rodage et, au début de 1984, les 12 groupes de la centrale auront été couplés au réseau.

L'autre mise en service d'importance concerne la première et seule centrale nucléaire appartenant à Hydro-Québec, Gentilly 2. Située le long du Saint-Laurent et munie du turbo-alternateur le plus puissant du réseau, Gentilly 2 a atteint le stade de l'exploitation commerciale en septembre 1983, 10 ans après le début de la construction.

La sûreté d'une centrale nucléaire étant primordiale, Gentilly 2 est dotée de nombreux systèmes de surveillance et de protection qui réduisent le risque d'accident, systèmes eux-mêmes renforcés de dispositifs spéciaux qui interviendraient en cas d'urgence. Un service d'Hydro-Québec responsable de la radioprotection assure la protection des travailleurs et du public ; il est également chargé de la gestion des déchets radioactifs, du contrôle des effluents et de la surveillance de l'environnement.

LES CENTRALES
d'Hydro-Québec

CENTRALES EN SERVICE*	Puissance (Kilowatts)
Hydroélectriques	
La Grande 2	5 328 000
La Grande 3**	1 920 000
Beauharnois	1 613 410
Manic 5	1 292 000
Manic 3	1 183 200
Manic 2	1 015 200
Bersimis 1	912 000
Outardes 3	756 200
Bersimis 2	655 000
Carillon	654 500
Outardes 4	632 000
Outardes 2	453 900
Trenche	290 800
Beaumont	243 000
La Tuque	216 000
Paugan	208 850
Manic 1	184 410
Rapide Blanc	183 600
Shawinigan 2	163 000
Les Cèdres	162 000
Shawinigan 3	157 300
Grand-Mère	148 075
Rapide-des-Îles	146 520
Chelsea	144 000
La Gabelle	136 580
Première Chute	124 200
Rapides Farmers	98 250
Rapides des Quinze	89 600
Chute des Chats	89 300
Bryson	61 000
Rapide 7	57 000
Rapide 2	48 000
Rivière des Prairies	45 000
Chute Hemmings	28 800
Hull 2	27 280
Sept Chutes	18 720
Saint-Narcisse	15 000
Drummondville	14 600
Mitis 1	6 400
Pont-Arnaud	5 450
Chute Bell	4 800
Mitis 2	4 250
Saint-Alban	3 000
Saint-Raphaël	2 550
Sherbrooke	2 256
Chute Garneau	2 240
Corbeau	2 000
Magpie	1 800
Rawdon	1 720
Chute Burroughs	1 600
Anse Saint-Jean	400

	Puissance (Kilowatts)
Thermiques	
Nucléaire	
Gentilly 2	685 000
Classique	
Tracy	600 000
Turbines à gaz	
La Citière	200 880
Cadillac	162 000
Groupes diesels	
Îles de la Madeleine	59 339
Blanc-Sablon	6 200
La Tabatière	4 700
Saint-Augustin	3 000
Kuujjuaq	2 400
Poste-de-la-Baleine	2 400
La Romaine	2 400
Parent	2 350
Natashquan	2 100
Île d'Entrée	1 740
Port-Menier	1 700
Île aux Grues	1 650
Inukjuak	1 250
Povungnituk	1 250
Salluit	1 000
Kangiqsujuaq	820
Quaqtaq	800
Kangiqsualujjuaq	630
Johan-Beetz	605
Kangirsuk	600
Akulivik	440
Tasiujaq	440
Aupaluk	400
Ivujivik	360

	(Kilowatts)
Puissance installée totale***	
Centrales hydroélectriques (51)	19 554 761
Centrales thermiques (28)	1 746 454
Total des 79 centrales en service au 31 décembre 1983	21 301 215

CENTRALES EN CONSTRUCTION	Mise en service	Puissance (Kilowatts)
Hydroélectriques		
La Grande 3**	1984	384 000
La Grande 4	1984-1985	2 637 000
Manic 5 (suréquipement)	1992-1993	988 000

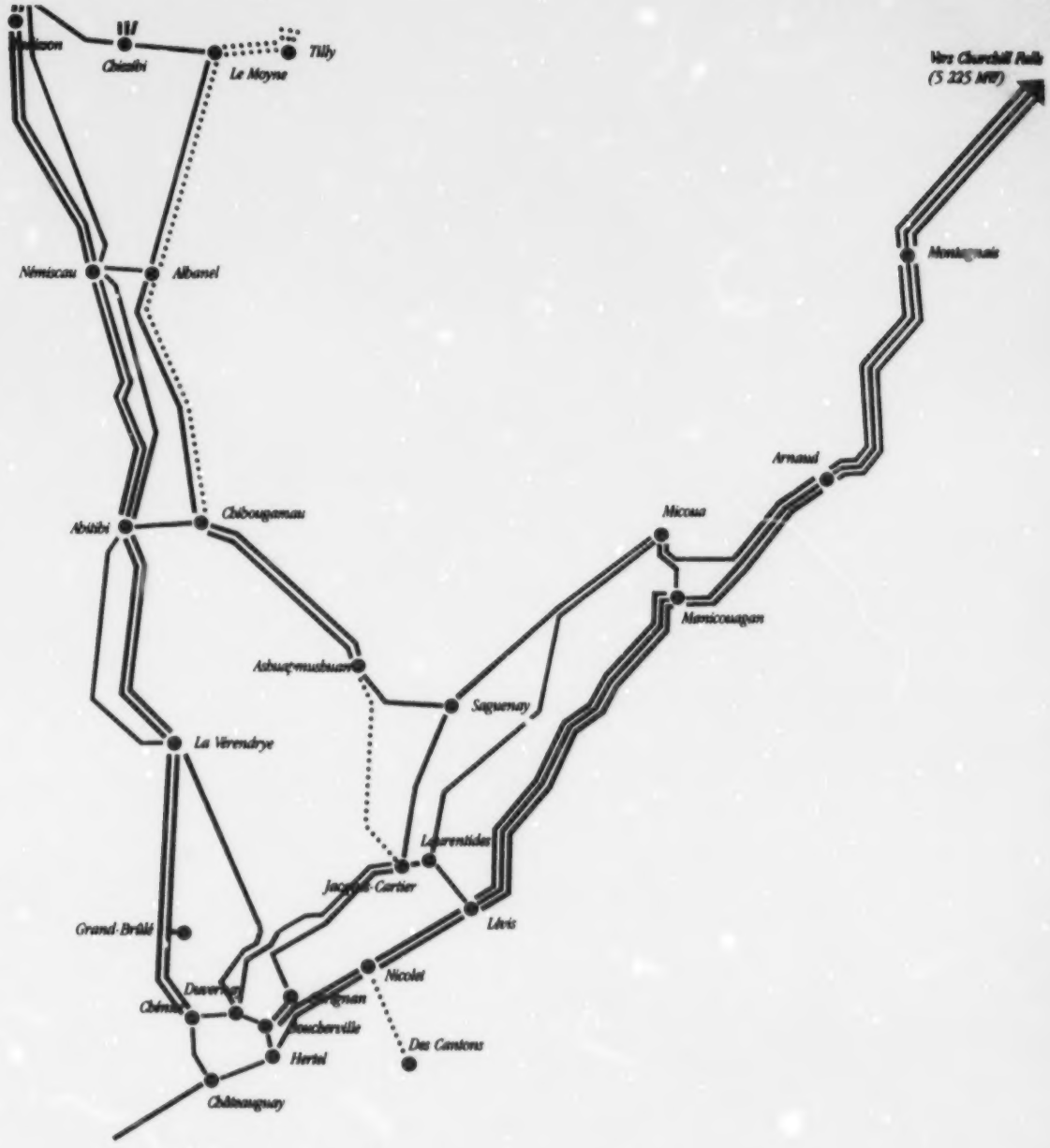
* *Deux éoliennes expérimentales, l'une de 230 kilowatts rattachée au réseau des îles de la Madeleine, l'autre de 56 kilowatts exploitée à l'IREQ, ne sont pas incluses dans la liste des centrales en service.*

** *Au 31 décembre 1983, 10 groupes de La Grande 3 étaient en service. Cette centrale de 12 groupes, dont la construction se terminera en 1984, aura une puissance totale de 2 304 mégawatts.*

*** *Hydro-Québec dispose également de la majeure partie de la production de la centrale de Churchill Falls, d'une puissance nominale de 5 225 mégawatts.*

C A R T E

des principales installations d'Hydro-Québec en 1983



Légende

- Centrale de 500 MW et plus
- Centrale de 500 MW et plus en construction
- Poste à 735 kV
- Futur poste à 735 kV
- Interconnexion
- Future interconnexion
- Ligne à 735 kV
- Future ligne à 735 kV
- Ligne à 765 kV

Complexe La Grande
Grande 3
La Grande Rivière
Québec
Baie James
Manic
Manic 5 (surélèvement)
Bersimis 1
Bersimis 2
120 kV
230 kV
345 kV
Nouveau-Brunswick
Île-du-Prince
120 kV
230 kV
120 kV
Carillon
230 kV
120 kV
Ontario
Beaubarnois
États-Unis
± 450 kV
765 kV
120 kV

L'ÉQUIPEMENT

L'année 1983 marque le début d'une période où les activités de construction d'Hydro-Québec vont connaître un ralentissement. Cette inflexion s'explique par le fait que les grands équipements de production et de transport dont la réalisation a été engagée au début des années 70 sont maintenant en service ou vont entrer en exploitation d'ici 1985, et qu'ils sont en mesure de satisfaire à la demande d'électricité régulière au Québec jusqu'au seuil de l'an 2000 dans l'état actuel des prévisions.

Dans la conjoncture présente, Hydro-Québec, après une longue période d'expansion rapide de son réseau de production, dispose d'un temps de répit qu'elle compte mettre à profit pour des travaux de renouvellement et de modernisation. Ce programme d'amélioration touchera les aménagements de production ainsi que les installations des réseaux de transport, de répartition, de distribution et de télécommunications.

Installations de production en cours de construction ou projetées

Baie James
Complexe La Grande — Phase 1 (10 269 mégawatts)

Encore en 1983, ce sont les centrales hydrauliques du complexe La Grande qui demeurent au premier plan des grands travaux d'équipement. L'entreprise y a fait des dépenses d'investissements de 1,1 milliard de dollars (coût du réseau de transport inclus), ce qui représente 48,2 % de l'ensemble des investissements de l'année. La réalisation de la phase 1 du complexe La Grande est confiée à la Société d'énergie de la Baie James, filiale d'Hydro-Québec.

Engagé depuis 1972, l'aménagement des trois centrales de La Grande 2, 3 et 4 ainsi que des ouvrages complémentaires atteignait un degré d'avancement de 88 % à la fin de 1983, réseau de transport inclus. Quant au programme d'investissement correspondant, il était réalisé à raison de 12,8 milliards de dollars sur un budget global de 14,6 milliards. Soulignons que cette gigantesque opération technique et financière aura été menée à bien dans le strict respect de l'échéancier prévu et à un coût inférieur de 1,6 milliard au budget.

Trois chantiers ont connu une activité soutenue en 1983. D'abord, le chantier de La Grande 4 (neuf groupes, 2 637 mégawatts), où l'état d'avancement atteint près de 90 %. On a procédé au cours de l'année au remplissage du réservoir, au montage de six groupes, la mise en service du premier groupe devant intervenir au printemps de 1984. En parallèle se sont déroulés les travaux d'installation des équipements électriques et mécaniques ainsi que des systèmes de commande, de télécommande et de télécommunication. Au site de La Grande 3, les travaux sont pratiquement arrivés à leur terme : fin décembre 1983, 10 groupes étaient en exploitation et les deux derniers en rodage.

Quant à l'immense réservoir Caniapiscau, d'une réserve utile de quelque 40 milliards de mètres cubes, il est à près de un mètre de sa cote maximale (536 mètres). Dès le début de 1984, la mise en service de l'ensemble des aménagements reliés à ce réservoir rend disponibles des apports d'eau susceptibles d'accroître de 35 % la production des trois centrales du complexe.

Suréquipement de Manic 5 (988 mégawatts)

Bien que la mise en service de cette centrale de pointe ait maintenant été reportée à l'année 1992, certains travaux se sont poursuivis en 1983. Toute l'excavation est achevée, à l'exception d'une partie de la galerie inclinée et du canal d'amenée à la prise d'eau, et le

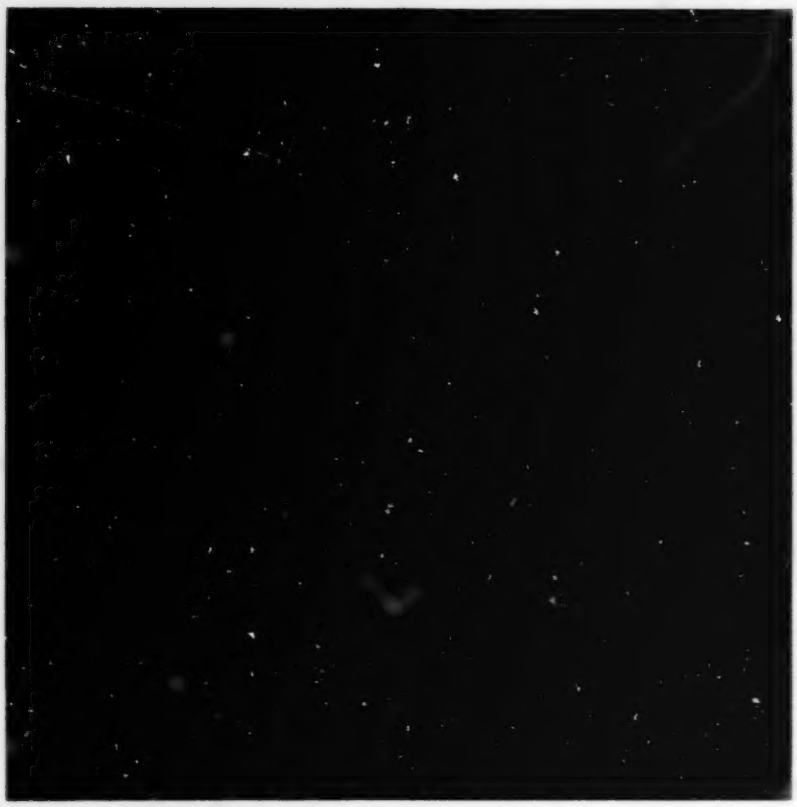
bétonnage du répartiteur et de la prise d'eau a été terminé. Le chantier sera fermé jusqu'en 1989, mais les travaux d'ingénierie continueront à une cadence plus lente.

Évacuateur de crue de la centrale de la rivière des Prairies

Des travaux dont le coût est estimé à 80 millions de dollars ont été entrepris en vue du remplacement de l'évacuateur de crue de la centrale de la rivière des Prairies, dans la région de Montréal. Le nouvel aménagement devrait entrer en service au début de 1985.

Centrale hydraulique du lac Robertson

Ce projet d'aménagement d'une petite centrale hydraulique de 21 mégawatts au lac Robertson, à 1 200 kilomètres de Montréal, vise à remplacer les centrales au diesel desservant une dizaine de villages de la Basse-Côte-Nord. Avec ses lignes de transport (69 kilovolts) et ses trois postes de répartition, ce projet représente un investissement de 150 millions de dollars. Sous réserve de l'obtention des autorisations administratives nécessaires, la réalisation s'échelonnera sur trois ans et demi et la mise en service est prévue pour 1987.



Barrage et centrale de La Grande 4 en construction à la Baie James.

Installations du réseau de transport

Du côté du transport, les dépenses d'investissements en 1983 ont atteint la somme de 554 millions de dollars contre 694 millions l'année précédente. Ce recul tient à la diminution du volume des travaux en cours relatifs au réseau de transport de la Baie James (RTBJ), partiellement compensée, il est vrai, par le début du développement des interconnexions avec les réseaux à l'extérieur du Québec.

Au total, les mises en service de 1983 ont accru le réseau de transport d'Hydro-Québec de 1 090 kilomètres de circuits et correspondent à une croissance de 3,6 %. Cette évolution, analogue à celle de 1982, porte la longueur totale du réseau haute tension à plus de 31 000 kilomètres de circuits. Les principales opérations de l'année en matière de transport ont concerné deux lignes du RTBJ, les installations d'interconnexions et divers projets d'extension, de renforcement ou d'automatisation du réseau.

Environ 70 % des nouveaux circuits mis en service en 1983 appartiennent aux 4e et 5e lignes du RTBJ, qui seront terminées d'ici 1985. Sont entrés en exploitation les trois circuits reliant les postes Albanel et Saguenay sur la 4e ligne, celui qui relie les postes Chibougamau et Ashuapmushuan sur la 5e ligne, ainsi que le raccordement de La Grande 3 au poste Chissibi. (Voir la carte des principales installations d'Hydro-Québec en 1983 à la page 35.)

De moindre envergure que ceux du RTBJ, d'autres travaux de postes et de lignes ont été menés au cours de 1983 pour augmenter la fiabilité du réseau de transport, compte tenu de la demande croissante du secteur industriel québécois en réponse aux programmes de vente d'électricité excédentaire.

L'entreprise a également poursuivi l'implantation des neuf nouveaux centres d'exploitation régionaux (CER), partie intégrante d'un important programme d'automatisation du réseau mis en œuvre depuis 1979. La réalisation de ces CER permettra des économies d'exploitation et améliorera la qualité du service à l'abonné. Au cours de l'année, on a achevé la construction des centres des régions Mauricie et Manicouagan : on a également commencé le développement des systèmes informatiques qui permettront de surveiller le comportement du réseau et de télécommander environ 400 postes et centrales sur l'ensemble du territoire.

Interconnexions avec les réseaux voisins hors Québec

(lignes de Churchill Falls exclues)

Interconnexions en exploitation	Capacité de transport	Lignes exploitées
Ontario	3 665 mégawatts dont quelque 2 765 mégawatts livrables simultanément	13
Nouveau-Brunswick		3 (dont une ligne temporaire)
État de New York		3
État du Vermont		1

Équipements et lignes en voie de réalisation ou projetés		Prévision de mise en service
État de New York*	1 000 mégawatts	Juin 1984
Nouveau-Brunswick	250 mégawatts Portée à 500 mégawatts	1984 Octobre 1985
Nouvelle-Angleterre *(NEPOOL)*	690 mégawatts	Octobre 1986

** Redresseur-onduleur au poste Châteauguay qui augmentera la capacité de transport simultané de 1 000 mégawatts.*

Installations d'interconnexions

En 1983, les investissements consacrés aux équipements et aux lignes d'interconnexions avec les réseaux hors Québec ont atteint près de 100 millions de dollars, c'est-à-dire pratiquement doublé par rapport à 1982. Ce bond illustre l'importance que l'entreprise attache actuellement aux exportations d'électricité et, par conséquent, aux équipements nécessaires à la desserte de ces marchés. Le développement des interconnexions devrait se poursuivre de façon soutenue dans la période 1984-1986 puisque Hydro-Québec prévoit y investir environ 320 millions de dollars.

Ce sont les interconnexions avec les États-Unis et le Nouveau-Brunswick qui ont mobilisé l'essentiel des ressources en 1983, tant au point de vue des travaux de construction qu'en ce qui a trait aux études d'environnement, aux demandes de permis et aux communications avec les populations et organismes concernés.

En ce qui touche le redresseur-onduleur de 1 000 mégawatts du poste Châteauguay, sa construction et son installation étaient terminées fin décembre. Les essais de vérification, de mise en route et de réception se poursuivront jusqu'à la date de mise en service.

Quant à l'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre, les démarches administratives préalables à la construction ont été poursuivies au cours de l'année, notamment auprès du Bureau des audiences publiques sur l'environnement et de la Commission de protection du territoire agricole du Québec ainsi que de l'Office national de l'énergie du Canada. Ce projet d'interconnexion a fait l'objet d'études d'environnement fouillées, en particulier d'un dossier sur les effets biologiques des lignes à

haute tension. Enfin, des activités de communication ont été menées auprès des publics, des propriétaires et des ministères concernés.

Une ligne temporaire (138 kilovolts) avec le Nouveau-Brunswick a été mise en service en avril 1983. La construction du redresseur-onduleur de 350 mégawatts destiné à l'interconnexion permanente entre Rivière-du-Loup et le poste Madawaska a débuté au cours de l'été et les travaux de déboisement sont terminés.

Installations du réseau de distribution

Les efforts d'Hydro-Québec pour augmenter la fiabilité du réseau de distribution en vue d'assurer une meilleure continuité du service à la clientèle se sont traduits en 1983 par des investissements de 286 millions de dollars. Signalons que la part de la distribution dans l'ensemble des investissements a presque doublé au cours des cinq dernières années.

Dans le contexte actuel, où la croissance prévue de la demande d'électricité permet d'envisager un répit dans la construction des installations de production et de transport, l'entreprise se trouve en mesure de mobiliser plus de ressources, à la fois techniques et financières, pour étendre et surtout moderniser les installations de son réseau de distribution. Cet objectif a d'ailleurs été retenu par l'entreprise dans son Plan de développement 1984-1986, où des investissements de distribution de 1,8 milliard de dollars sont prévus pour la période 1984-1986.

En 1983, les travaux en distribution ont accru le réseau de 1 691 kilomètres de circuits, ce qui porte sa longueur totale à 89 252 kilomètres. Par ailleurs, les travaux de rénovation ont été accélérés, principalement grâce à une entente conclue en juin entre Hydro-Québec et la Commission des services électriques de la Ville de Montréal. Cette entente, qui représente un investissement global de 538 millions de dollars par les deux partenaires, prévoit d'ici 1989 la rénovation de l'important réseau souterrain du centre-ville de Montréal (généralisation de la tension à 25 kilovolts) ainsi que le déplacement des poteaux ou la mise en souterrain dans d'autres quartiers.

Évolution du réseau de distribution (1979-1983)

	1979	1980	1981	1982	1983
Réseau aérien *(km)*	79 966	80 252	82 632	83 554	84 903
Réseau souterrain *(km)*	3 251	3 345	3 659	4 007	4 349
Lignes 4 et 12 kV *(km)*	28 286	24 707	22 824	20 902	19 612
Lignes 25 kV *(km)*	53 648	57 966	61 594	64 785	68 992
Lignes 34 kV *(km)*	832	752	948	700	648
Puissance des transformateurs *(kVA)*					
• raccordés 4 et 12 kV	8 231 988	8 166 724	8 113 218	7 815 969	8 174 806
• raccordés 25 kV	10 895 418	12 431 911	14 387 740	15 917 400	16 480 394
• raccordés 34 kV	89 085	95 754	71 277	85 065	94 905
Investissements de distribution, postes inclus *(Millions de dollars)*	211	260	318	319	286
Part de la distribution dans les investissements totaux	7,5 %	10,0 %	12,0 %	12,5 %	13,1 %

L E S A C T I V I T É S

de recherche et les activités internationales

La recherche technologique

Au cours de 1983, l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) a poursuivi ses travaux de recherche, de développement et de démonstration selon deux axes principaux : d'une part, l'amélioration des technologies de production-transport-distribution de l'électricité et des méthodes d'exploitation ; d'autre part, la mise au point de nouvelles applications efficaces et rentables de l'électricité, sans oublier les nouvelles sources d'énergie.

Au plan des applications industrielles de l'électricité, les activités concernant l'évaluation de l'hydrogène comme vecteur d'énergie ont porté principalement sur l'exploitation d'une usine pilote d'électrolyse. Construite en 1982 en collaboration avec la société *Electrolyser Inc.*, l'usine utilise le plus grand électrolyseur unipolaire qui existe actuellement. Dès 1984, l'hydrogène qu'on y produit sera utilisé en partie pour alimenter directement une pile à combustible expérimentale de 42 kilowatts.

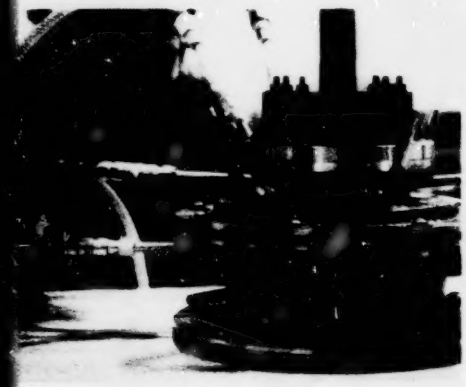
Afin de promouvoir l'utilisation des plasmas, l'IREQ s'est porté acquéreur d'une technologie d'avant-garde mise au point par le centre de recherche Noranda. Ainsi, il a été possible de lancer un programme d'applications industrielles des torches à plasma en collaboration avec l'industrie québécoise et des constructeurs étrangers. Des installations pilotes ont été proposées, en particulier pour les industries sidérurgiques, métallurgiques et les cimenteries. De plus, l'IREQ a conclu une entente avec la société CODATEL pour la réalisation de deux bancs d'essai concernant les plasmas et le chauffage par infrarouge.

Les travaux visant à mettre au point un nouveau type d'accumulateur à électrolyte polymérique, menés en collaboration avec la Société nationale Elf Aquitaine (SNEA), se sont poursuivis. Hydro-Québec a d'ailleurs signé avec ce partenaire français une entente qui prévoit la réalisation de prototypes complets de pré-développement d'ici quatre ans. La batterie, une fois mise au point, pourra servir à alimenter des véhicules électriques.

Par ailleurs, l'Institut étudie avec des partenaires industriels un projet d'utilisation d'une pompe à chaleur industrielle capable de fournir environ 10 mégawatts d'énergie thermique.

Les lignes de transport haute tension à courant continu et les interconnexions avec les réseaux voisins ont aussi constitué des champs privilégiés de recherche en 1983. Les ingénieurs d'Hydro-Québec ont participé à plusieurs études réalisées au moyen des simulateurs de réseaux et de la ligne expérimentale de l'IREQ. Les travaux ont porté sur l'optimisation de la conception des interconnexions, sur les effets des champs électriques ainsi que sur le comportement des isolateurs pollués et des valves à thyristors. En outre, dans le domaine des lignes de transport à courant alternatif, un nouveau circuit d'essais synthétiques a permis de tester des pôles complets de disjoncteurs à 735 kilovolts en discordance de phase et d'étudier le comportement d'autres équipements du réseau de transport de la Baie James.

Les énergies nouvelles ont aussi fait l'objet de travaux importants. Signalons les projets Éole et Tokamak, réalisés de concert avec le Conseil national de recherches du Canada, auxquels participent des universités et des industries québécoises. Au cours de l'année écoulée, une éolienne à axe vertical du type Darrieus d'une puissance de 56 kilowatts a été installée à l'IREQ. L'aérogénérateur expérimental fournira des données qui serviront à la conception d'une éolienne de 4 mégawatts dont la construction est prévue pour 1985. Le tokamak de Varennes, pour sa part, a permis la réalisation de recherches théoriques sur le chauffage des plasmas par radiofréquences, en collaboration avec le *Massachusetts Institute of Technology* et le laboratoire de fusion *Culham* de Grande-Bretagne.



Chercheur de l'IREQ mettant au point des procédés d'extraction de métaux dans un four à plasma.

En 1983, les efforts consacrés à la commercialisation des technologies et des produits mis au point à l'Institut ont porté fruit. Ainsi, on a commercialisé au Pérou un système d'alimentation par câble de garde, qui permet d'électrifier de petites localités éloignées des centres de distribution mais à proximité des lignes de transport haute tension. De même, l'ensemble des programmes d'analyse numérique de réseaux développés à l'IREQ a été vendu en Inde ainsi qu'à deux sociétés américaines. En outre, plusieurs constructeurs de matériel électrique tant canadiens qu'étrangers se sont prévalus des services offerts par les grands laboratoires d'essai de l'IREQ. Le personnel a également fait des recherches pour le compte de clients au Canada, en Argentine, au Brésil et aux États-Unis. Enfin, pour soutenir ses efforts de commercialisation, l'IREQ a lancé un bulletin de liaison technologique, *Information Ireq*, publié trois fois par année à l'intention de ses partenaires d'Hydro-Québec, de l'industrie électrique et du milieu scientifique.

Signalons que les dépenses d'exploitation de l'IREQ se sont chiffrées à 49,1 millions de dollars et que ses activités de recherche, de développement et de démonstration ont rapporté des revenus de 11,5 millions de dollars.

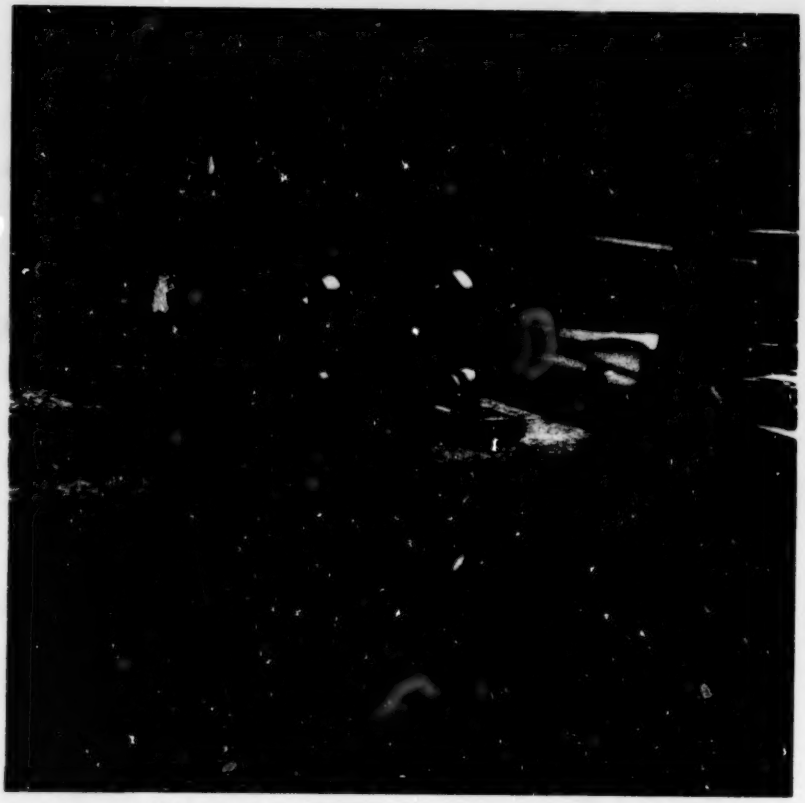
Les activités internationales

L'année 1983 a marqué le cinquième anniversaire d'existence d'Hydro-Québec International. Cette filiale a pour rôle de promouvoir les exportations de services, de main-d'oeuvre et d'équipements québécois reliés au savoir-faire d'Hydro-Québec et permet aux spécialistes d'Hydro-Québec de participer à la planification et à la réalisation des réseaux électriques d'autres pays, dans le cadre de programmes d'assistance technique et de coopération. À l'heure actuelle, les activités d'Hydro-Québec International à l'étranger se concentrent principalement en Arabie Saoudite, en Inde, au Bangladesh, au Cameroun, en Guinée Conakry, en Argentine et en Haïti.

En 1983, les efforts de prospection et de promotion se sont poursuivis de manière soutenue et ont donné lieu à une vingtaine d'offres de services. Mais plusieurs facteurs extérieurs, notamment la difficulté de certains pays à trouver du financement pour leurs projets, la force du dollar canadien par rapport à d'autres devises et le retard dans le redémarrage des projets arrêtés pendant la récession mondiale, ont ralenti la progression d'Hydro-Québec International sur certains marchés.

Malgré cela, Hydro-Québec International a consolidé sa position dans quelques pays. Elle a signé avec la *National Thermal Power Corporation* de l'Inde un contrat pour la conception et l'ingénierie d'un réseau de transport haute tension à courant continu et d'un poste redresseur-onduleur, ainsi que pour un transfert de technologie. En Afrique, un nouveau contrat avec la société Électricité du Mali prévoit la prestation de services de coordination pour le premier projet d'alimentation en électricité et en eau de ce pays. Un autre contrat a été conclu avec la Guinée Conakry pour la formation, à Hydro-Québec, d'un groupe d'ingénieurs guinéens.

Mentionnons aussi un contrat pour l'élaboration du plan directeur de la société *Empresas Públicas de Medellin* en Colombie, où Hydro-Québec International agira comme sous-traitant d'une firme de génie-conseil colombienne. Du côté de l'Amérique latine, marché qui connaît beaucoup de difficultés



Recherches sur la télédétection des défauts des isolateurs de ligne par analyse d'un rayon laser.

économiques en ce moment, les activités ont marqué un ralentissement et les revenus des contrats en cours d'exécution ont subi une baisse particulièrement importante en 1983.

Les activités de coopération ont conduit à la signature d'importants accords. Mentionnons, entre autres, une entente de coopération technique de 10 millions de dollars intervenue au printemps avec la Société Nationale d'Électricité du Cameroun. Cette entente de cinq ans prévoit le détachement d'un groupe d'experts d'Hydro-Québec auprès de la SONEL et la formation, au Québec, de futurs ingénieurs camerounais. Hydro-Québec a également signé une convention d'assistance technique et de coopération avec le Pérou et entrepris la négociation d'autres accords de coopération technique avec une douzaine de pays. Par ailleurs, elle a poursuivi le programme de stages qu'elle offre à une centaine de cadres, d'ingénieurs et de techniciens d'Afrique, d'Amérique latine et d'Asie ainsi que ses échanges techniques avec des sociétés américaines et européennes.

Fusible limiteur de courant mis au point par l'IREQ de concert avec la société Kearney National.

Au laboratoire Grande puissance de l'IREQ, essais sur des disjoncteurs à 735 kilovolts.

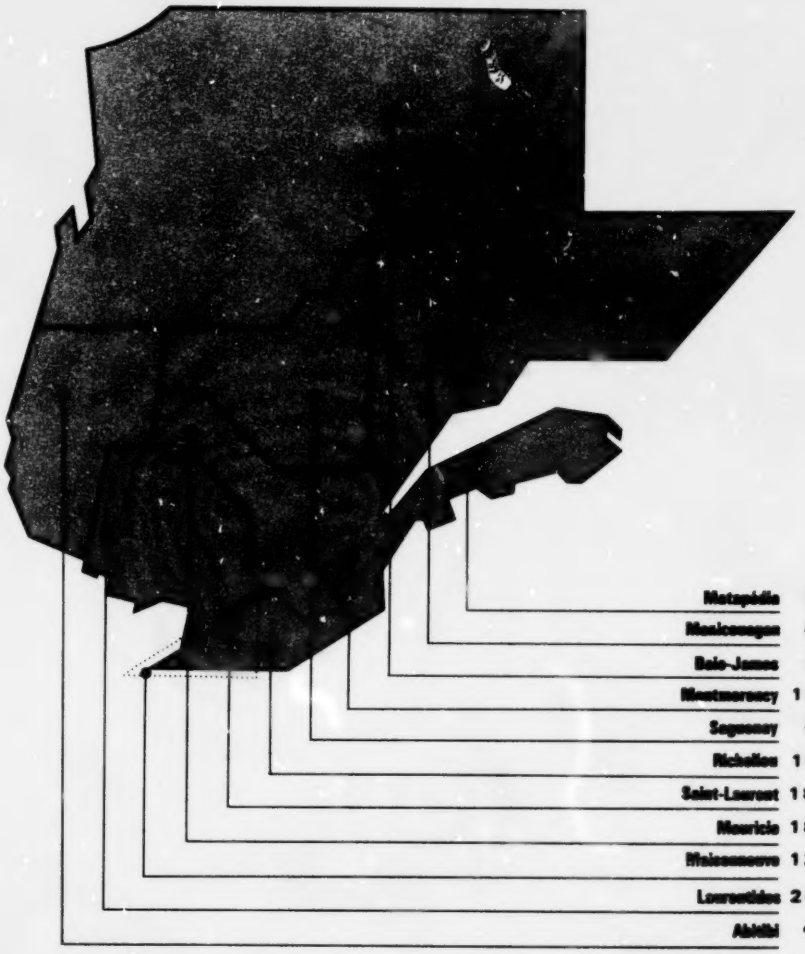
L E P E R S O N N E L

Le tableau des effectifs s'est beaucoup modifié en 1983. Hydro-Québec a poursuivi les efforts entrepris en 1982 en vue de réduire ses dépenses et d'adapter son organisation aux nouvelles priorités.

Le résultat le plus important touche la réduction de l'effectif permanent, qui est passé de 19 959 à 18 975 employés, soit une diminution de 4,9 %. Il découle en partie des départs naturels, mais surtout du succès d'un programme d'indemnisation des départs volontaires favorisant le devancement de la retraite. Près de 1 000 employés ont pris leur retraite au cours de l'année dans le cadre de ce programme.

Le personnel temporaire a lui aussi enregistré une réduction importante, passant de 1 813 à 1 049 années-personnes en moyenne à l'exploitation, et de 937 à 317 années-personnes en moyenne sur les chantiers. Cela représente une baisse de 42,1 % dans le premier cas et de 66,2 % dans le second.

Répartition de l'effectif permanent d'Hydro-Québec par région administrative



L'organisation

Hydro-Québec a terminé au cours de l'année les réaménagements administratifs amorcés en 1982 en vue d'alléger sa structure et d'accroître l'efficacité de son processus de décision au siège social et dans les régions. Ces réaménagements ont touché les directions, services, divisions et sections, conduit à de nombreuses fusions et entraîné une réduction des postes de cadres d'environ 30 %.

Hydro-Québec a également poursuivi la réaffectation du personnel excédentaire des unités ayant subi une forte baisse d'activités. Au total, quelque 700 employés permanents ont été mutés à d'autres fonctions au cours de l'année et, à la fin de l'exercice, il restait encore environ 950 personnes à réaffecter. Une grande partie de ce personnel a été dirigée vers des fonctions d'exploitation et de commercialisation, avec le soutien de programmes de recyclage et d'orientation de carrière.

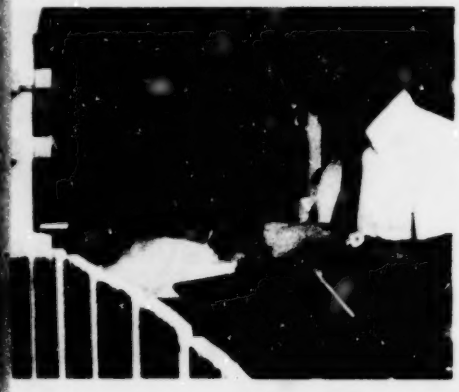
Par ailleurs, en vue d'assurer une utilisation plus efficace de ses ressources humaines, l'entreprise a élaboré en 1983 un plan de décentralisation visant à transférer certaines activités opérationnelles du siège social vers les régions et le groupe Équipement, et celles des sièges régionaux vers les secteurs. Cette décentralisation entraînera au cours de 1984 le transfert d'environ 2 500 postes, dont une minorité seulement nécessitera un déplacement géographique.

Les relations du travail et la rémunération

Au cours de 1983, Hydro-Québec a renouvelé neuf conventions collectives de travail touchant 15 300 employés. Quatre de ces conventions, régissant la quasi-totalité des effectifs syndiqués, sont d'une durée de trois ans.

Siège social (groupe Équipement inclus)	5 552
IREQ	507
Régions	12 916
Total	18 975

Hydro-Québec à l'écoute de ses clients et de ses interlocuteurs : releveur de compteurs ; accueil d'un abonné au siège social ; visite à domicile d'un représentant du programme Énergain ; audiences publiques au sujet d'une interconnexion projetée.



Pendant l'année, Hydro-Québec a versé 776 millions de dollars en salaires bruts à ses employés, dont 2,2 millions à ses 25 cadres supérieurs. La Caisse de retraite d'Hydro-Québec a distribué 29,6 millions de dollars en prestations pour un total de 4 292 rentes, dont 2 904 rentes aux retraités et 1 388 rentes aux conjoints et aux ayants droit. Enfin, conformément à l'engagement qu'elle avait pris, l'entreprise a présenté en décembre un projet de révision des rentes des employés des anciennes filiales nationalisées, auquel les syndicats ont depuis donné leur accord.

La santé et la sécurité

Les taux de fréquence et de gravité des accidents du travail ont légèrement augmenté en 1983, passant respectivement de 27,22 à 29,77 accidents par million d'heures travaillées, et de 529 à 586 jours perdus par million d'heures travaillées. En ce qui a trait aux accidents mortels, la performance de l'entreprise est bonne. Le 10 février 1984, elle a atteint trois années consécutives complètes sans accident de travail mortel. De plus, les campagnes de sensibilisation menées auprès du grand public en 1983 ont donné d'excellents résultats, le nombre des blessures d'origine électrique passant de 48 à 30 et celui des décès de 14 à 9.

Afin de mieux répondre aux besoins exprimés par les gestionnaires et les employés, l'entreprise a révisé ses orientations et ses programmes en matière de santé. L'accent a été mis sur la conception de programmes de surveillance des maladies professionnelles et sur la promotion de saines habitudes de vie.

1944-1984

S O M M A I R E

des états financiers et des statistiques

États financiers consolidés d'Hydro-Québec

F 2 Rapports de la Direction et des vérificateurs

F 3 Résultats consolidés

F 4 Bilan consolidé

F 6 Bénéfices non répartis consolidés

F 7 Évolution de la situation financière consolidée

F 8 Notes complémentaires

Statistiques

F17 Sommaire des résultats consolidés de 1979 à 1983

F18 Ventes et revenus consolidés de 1979 à 1983

F19 Besoins en énergie et en puissance du réseau d'Hydro-Québec de 1979 à 1983

États financiers de la Caisse de retraite d'Hydro-Québec

F20 Rapport des vérificateurs

F21 Actif

F22 Évolution de l'actif

F23 Notes complémentaires

Rapport de la Direction

Les états financiers consolidés d'Hydro-Québec ont été préparés par la Direction et approuvés par le Conseil d'administration. Ils ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus. De l'avis de la Direction, ils tiennent compte, dans des limites raisonnables, de tous les éléments importants et des données disponibles au 13 février 1984. Les renseignements financiers contenus dans le rapport annuel sont conformes aux données présentées dans les états financiers.

Guy Coulombe
Président-directeur général

Rapport des vérificateurs

Au gouvernement du Québec,

Nous avons vérifié le bilan consolidé d'Hydro-Québec au 31 décembre 1983 ainsi que les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et de l'évolution de la situation financière pour l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers consolidés présentent fidèlement la situation financière d'Hydro-Québec au 31 décembre 1983 ainsi que les résultats de ses opérations et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Raymond, Chabot,
Martin, Paré & Associés
Comptables agréés

Samson Bélair
Comptables agréés

Montréal, Canada
le 13 février 1984

Résultats consolidés

(en millions de dollars)
Exercice terminé
le 31 décembre

		1983	1982
Revenus	Ventes d'électricité (note 2)	3 593 $	3 257 $
	Autres revenus d'exploitation	63	53
		3 656	3 310
Dépenses	Exploitation	1 072	1 006
	Achats d'électricité	117	127
	Amortissement des propriétés et de l'outillage	274	221
	Impôt et taxes (note 3)	209	185
		1 672	1 539
Bénéfice net d'exploitation		1 984	1 771
	Intérêts (note 4)	1 277	971
Bénéfice net		707 $	800 $

Bilan consolidé

(en millions de dollars)
au 31 décembre

	Actif	1983	1982
Immobilisations	Propriétés et outillage (note 5)		
	En exploitation	21 369 $	16 776 $
	Amortissement cumulé	2 202	1 979
		19 167	14 797
	Construction en cours	4 035	6 508
		23 202	21 305
	Équipement de construction, d'exploitation et de recherche, au coût, moins amortissement cumulé	167	172
		23 369	21 477
Actif à court terme	Encaisse et placements	611	521
	Comptes clients et revenu à facturer	729	658
	Matériaux, combustibles et fournitures	156	184
		1 496	1 363
Autres éléments d'actif	Placements (note 6)	127	127
	Escompte et frais d'émission non amortis sur obligations	176	170
	Coût reporté sur achats d'électricité non amorti	31	32
		334	329
		25 199 $	23 169 $

Au nom du Conseil d'administration,

Joseph Bourbeau

Guy Coulombe

Montréal, Canada
le 21 mars 1984

(en millions de dollars)
au 31 décembre

	Passif et avoir de l'actionnaire	1983	1982
Dette à long terme	Obligations et autres dettes (note 7)	**16 453 $**	15 628 $
Billets à payer	Billets à payer à moins d'un an	**39**	222
Passif à court terme	Avances bancaires	**20**	7
	Comptes fournisseurs et charges à payer	**535**	586
	Intérêts courus	**696**	623
	Tranche à moins d'un an de la dette à long terme (note 7)	**1 030**	377
	Dividendes à payer	**60**	7
		2 341	1 600
Avoir de l'actionnaire	Capital-actions		
	Autorisé		
	50 000 000 d'actions d'une valeur nominale de 100 $ chacune		
	Émis et payé		
	43 741 090 actions	**4 374**	4 374
	Bénéfices non répartis	**1 992**	1 345
		6 366	5 719
		25 199 $	23 169 $

Bénéfices non répartis consolidés

(en millions de dollars)
Exercice terminé le
31 décembre

	1983	1982
Solde au début	1 345 $	552 $
Plus		
Bénéfice net	707	800
	2 052	1 352
Moins		
Dividendes (note 8)	60	7
Solde à la fin	1 992 $	1 345 $

Évolution de la situation financière consolidée

(en millions de dollars)
Exercice terminé le
31 décembre

		1983	1982
Provenance des ressources financières	Bénéfice net	707 $	800 $
	Amortissement des propriétés et de l'outillage	274	221
	Amortissement de l'équipement d'exploitation et de recherche	32	28
	Amortissement de l'escompte et des frais d'émission sur obligations	19	17
	Autres amortissements	6	7
	Total des ressources financières provenant de l'exploitation	1 038	1 073
	Émission d'obligations et d'autres dettes à long terme, moins escompte et frais d'émission	1 841	2 302
	Diminution (augmentation) des matériaux, combustibles et fournitures	28	(27)
	Augmentation des comptes fournisseurs et des charges à payer, des intérêts courus et des dividendes à payer	75	19
		2 982 $	3 367 $
Utilisation des ressources financières	Investissement dans les immobilisations	2 188 $	2 542 $
	Rachat d'obligations et d'autres dettes à long terme	392	647
	Diminution des billets à payer	183	35
	Augmentation de l'encaisse et des placements à court terme, moins les avances bancaires	77	96
	Augmentation des comptes clients et du revenu à facturer	71	28
	Autres	11	12
	Dividendes	60	7
		2 982 $	3 367 $

Notes complémentaires

31 décembre 1983

Note 1

Principales conventions comptables

a) Consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les états financiers d'Hydro-Québec et de toutes ses filiales, y compris la Société d'énergie de la Baie James.

b) Tarifs

Selon la loi qui la régit, Hydro-Québec a pour objets de fournir de l'énergie et d'oeuvrer dans le domaine de la recherche et de la promotion relatives à l'énergie, de la transformation et de l'économie de l'énergie, de même que dans tout domaine connexe ou relié à l'énergie. Les tarifs et les conditions auxquels l'énergie est fournie doivent être compatibles avec une saine administration financière. La Loi sur Hydro-Québec prévoit notamment que les tarifs doivent être maintenus à un niveau suffisant pour couvrir au moins tous les frais d'exploitation, l'intérêt sur la dette et l'amortissement de ses immobilisations sur une période maximum de 50 ans. Les tarifs sont fixés par Hydro-Québec et approuvés par le gouvernement du Québec.

c) Revenus de ventes d'électricité

Les revenus sont comptabilisés d'après un système de facturation cyclique. Hydro-Québec tient également compte de l'électricité livrée mais non encore facturée.

d) Propriétés et outillage (voir note 5)

Les propriétés et l'outillage, qui comprennent les installations de production, de transport, de distribution, de même que les centres administratifs et de service, sont comptabilisés au coût. Ce coût englobe le matériel, la main-d'oeuvre directe et les frais généraux d'ingénierie et d'administration applicables au programme de construction. Il comprend également l'intérêt imputé au poste Construction en cours expliqué en f) ci-dessous. Les coûts d'acquisition, d'amélioration et de renouvellement sont capitalisés, tandis que les frais d'entretien et de réparation sont imputés aux comptes de résultats.

Les coûts des installations de production sont virés au poste Propriétés et outillage en exploitation, en tranches proportionnelles au nombre d'unités de production terminées et en service, par rapport au nombre total prévu dans la nouvelle installation, sur la base du coût final prévu actualisé, jusqu'à concurrence des coûts cumulés au moment des virements. Les coûts des installations de transport, de distribution et des autres installations sont virés au poste Propriétés et outillage en exploitation lorsque ces installations sont terminées et mises en exploitation.

e) Amortissement

Pour amortir ses propriétés et son outillage, Hydro-Québec utilise la méthode de l'amortissement à intérêts composés, basée sur un taux de 3 % et sur les vies utiles prévues ci-dessous :

Centrales hydrauliques, barrages et réservoirs, pylônes en acier et conducteurs des lignes de transport	50 ans
Turbines et alternateurs des centrales hydrauliques et conducteurs des lignes de distribution	40 ans
Centrale nucléaire, turbine, alternateur et réacteur de la centrale nucléaire	30 ans
Poteaux des lignes de distribution	25 ans

f) Intérêt imputé au poste Construction en cours

Le coût des travaux de construction en cours est majoré d'un intérêt dont le taux est égal à la moyenne pondérée des taux d'intérêt effectifs que portent les obligations émises par Hydro-Québec pour financer ces travaux. Ce taux s'est établi à 13,51 % en 1983 et à 13,07 % en 1982. Il tient compte des fluctuations du cours des changes sur les paiements d'intérêt en devises étrangères.

g) Recherche et développement

Les frais préliminaires d'ingénierie, de recherche et d'étude occasionnés par un projet avant l'autorisation de construire, sont imputés au poste Construction en cours et aucun intérêt n'est imputé à ces coûts jusqu'à l'obtention de cette autorisation. Si le projet est abandonné, ces frais sont virés aux dépenses d'exploitation. De plus, sont imputés aux résultats les frais de recherche et de développement non reliés à des projets particuliers ou ayant trait à de nouvelles sources d'énergie.

h) Équipement de construction, d'exploitation et de recherche

Cet équipement est comptabilisé au coût et amorti selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la vie utile prévue. Le coût de l'équipement utilisé pour la construction des principales installations de production est compris au poste Construction en cours.

i) Matériaux, combustibles et fournitures

Hydro-Québec évalue ses stocks de matériaux, de combustibles et de fournitures au coût moyen. Les matériaux et les fournitures servent principalement à la construction et à l'entretien du réseau de distribution.

j) Placements

Tous les placements sont comptabilisés au coût ; dans le cas des placements à court terme, le coût correspond de près à la valeur du marché.

k) Coût reporté sur achats d'électricité non amorti

En vertu d'un contrat conclu avec Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CFLCo) (voir note 10), Hydro-Québec absorbe la partie des frais d'intérêt qui excède 5 ½ % dans le cas des obligations de première hypothèque, et 6 % dans le cas des autres dettes de CFLCo. La partie de ces versements qui a été reportée aux exercices futurs, avant que la centrale n'atteigne sa pleine puissance en 1975, est amortie selon la méthode de l'amortissement linéaire pendant la durée du contrat (40 ans), par tranches annuelles virées au poste Achats d'électricité. Ce poste comprend également les versements annuels qu'Hydro-Québec doit faire en vertu de ce contrat.

l) Conversion des devises étrangères (voir note 7)

La dette à long terme remboursable en devises étrangères est présentée au Bilan consolidé en dollars canadiens, aux cours en vigueur lors des emprunts. Les billets à payer à moins d'un an et les éléments à court terme libellés en devises étrangères, y compris la tranche à moins d'un an de la dette à long terme, sont convertis en dollars canadiens aux cours en vigueur à la fin de l'exercice ; les profits ou les pertes de change non réalisés résultant de cette conversion sont inclus dans le poste Intérêts aux Résultats consolidés. Les profits et les pertes de change qui surviennent à l'échéance des obligations et au rachat d'obligations pour les fonds d'amortissement sont aussi inclus dans le poste Intérêts (voir note 4). Les revenus et les dépenses résultant de transactions en devises étrangères sont convertis aux cours en vigueur lors des transactions.

m) Rachat de la dette obligataire

Hydro-Québec investit la presque totalité de ses fonds d'amortissement dans ses obligations et comptabilise ces placements à la valeur nominale, ce qui ne correspond pas nécessairement au coût ou à la valeur du marché. Le profit qui en résulte, déduction faite du solde non amorti de l'escompte et des autres frais, est inclus dans le poste Intérêts (voir note 4). Les obligations d'une série achetées pour le fonds d'amortissement de cette série sont annulées.

n) Dividendes

Les dividendes déclarés par le gouvernement du Québec (voir note 8) sont déduits des bénéfices non répartis de l'exercice pour lequel ils ont été déclarés.

o) Régime de retraite

Les coûts du régime de retraite sont établis périodiquement par des actuaires indépendants. Le coût des services courants est imputé annuellement aux opérations, ainsi que l'amortissement du coût des services passés et des déficits d'expérience sur une période maximum de 15 ans.

Note 2

Ventes d'électricité

Les ventes d'électricité comprennent des ventes de 340 millions de dollars (293 millions de dollars en 1982) à des clients aux États-Unis.

Note 3

Impôt et taxes

(en millions de dollars)	1983	1982
Taxe sur le capital	108 $	98 $
Taxe sur le revenu brut, à titre de taxe foncière municipale sur certains immeubles	83	71
Taxes foncières	18	16
	209 $	185 $

Note 4

Intérêts

(en millions de dollars)	1983	1982
Intérêt sur dette à long terme	1 938 $	1 807 $
Intérêt sur avances bancaires et billets à payer	8	37
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission sur obligations	19	17
Perte de change	128	37
	2 093	1 898
Moins		
Intérêt imputé au poste Construction en cours	736	790
Revenu net de placements	62	99
Profit net sur rachat d'obligations	18	38
	816	927
	1 277 $	971 $

Note 5

Propriétés et outillage

(en millions de dollars)	1983			1982		
	Propriétés et outillage en exploitation	Amortissement cumulé	Construction en cours	Propriétés et outillage en exploitation	Amortissement cumulé	Construction en cours
Production						
Hydraulique	10 818 $	973 $	3 038 $	8 757 $	852 $	4 283 $
Nucléaire	1 453	8	–	–	–	1 262
Autres	318	85	5	316	75	3
	12 589	**1 066**	**3 043**	9 073	927	5 548
Transport						
Postes	1 923	200	380	1 590	171	335
Lignes	3 228	301	363	2 917	267	395
	5 151	**501**	**743**	4 507	438	730
Distribution						
Postes	720	114	75	684	104	71
Lignes	2 070	331	83	1 850	299	82
	2 790	**445**	**158**	2 534	403	153
Autres installations						
Bâtiments administratifs	262	30	53	253	27	21
Divers	577	160	38	409	184	56
	839	**190**	**91**	662	211	77
Total	**21 369 $**	**2 202 $**	**4 035 $**	16 776 $	1 979 $	6 508 $

Note 6

Placements

(en millions de dollars)	1983	1982
Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CFLCo) (voir note 10)		
Obligations, hypothèque générale, 7½ %, échéant entre 1984 et 2010 (valeur nominale de 92 millions de dollars et de 94 millions de dollars respectivement)	83 $	85 $
Actions ordinaires	34	34
	117	119
Placements divers	10	8
	127 $	127 $

Le capital-actions de CFLCo est detenu dans une proportion de 65,8 % par Newfoundland and Labrador Hydro-Electric Corporation (société de la Couronne de la province de Terre-Neuve) et de 34,2 % par Hydro-Québec. La part d'Hydro-Québec dans les bénéfices, les dividendes et les bénéfices non répartis de CFLCo s'établit comme suit au 31 décembre 1983 :

	Bénéfices	Dividendes	Bénéfices non répartis
Part des bénéfices non répartis au 1er janvier 1982			51 $
1982	10 $	8 $	2
1983	10	7	3
Part des bénéfices non répartis au 31 décembre 1983			56 $

Les dividendes sont inclus dans le poste Revenu net de placements (voir note 4).

Note 7

Obligations et autres dettes

La dette à long terme d'Hydro-Québec est garantie par la province de Québec, à l'exception des contrats de location-acquisition. La dette à long terme inclut des billets à payer au montant de 250 millions de dollars des États-Unis qui ont été émis lors du remboursement partiel avant échéance d'un emprunt euro-dollars. Ces billets seront renouvelés périodiquement jusqu'à l'échéance finale prévue de l'emprunt euro-dollars qu'ils remplacent.

Les échéances de la dette à long terme et les exigences des fonds d'amortissement, converties en dollars canadiens aux cours en vigueur lors des emprunts, sont présentées dans le tableau suivant :

	1983		1982	
Années d'échéance	*(en millions de dollars)*	Taux d'intérêt moyen pondéré	*(en millions de dollars)*	Taux d'intérêt moyen pondéré
1983	—		377 $	
1984	1 030 $		985	
1985	961		839	
1986	1 198		1 185	
1987	1 688		1 672	
1988	1 069			
1- 5 ans	5 946	11,38 %	5 058	11,90 %
6-10 ans	5 125	11,57 %	4 725	12,12 %
11-15 ans	1 460	9,14 %	1 654	9,46 %
16-20 ans	1 989	10,16 %	1 215	9,60 %
21-25 ans	1 976	10,81 %	2 555	10,40 %
26-30 ans	888	11,89 %	771	11,31 %
31-35 ans	99	12,75 %	27	12,75 %
	17 483*		16 005*	
Moins				
Tranche à moins d'un an	1 030		377	
	16 453 $		15 628 $	

**De ce montant, 119 millions de dollars (116 millions de dollars en 1982) représentent la valeur actualisée des obligations résultant de contrats de location-acquisition de centres de service et de bureaux régionaux, d'une durée n'excédant pas 25 ans, se terminant d'ici 2007; cette valeur est capitalisée aux taux de l'intérêt imputé au poste Construction en cours (voir note 1f).*

Note 7 — Obligations et autres dettes (suite)

Les remboursements à effectuer en dollars canadiens et en devises étrangères, ainsi que l'équivalent de ces devises en dollars canadiens au moment de l'émission, sont présentés ci-dessous :

				1983	1982
		(en millions d'unités)		Total *(en millions de dollars)*	Total *(en millions de dollars)*
	1984 à 1988	*1989 à 2015*	*Total*	*1984 à 2015*	*1983 à 2015*
Dollars canadiens	2 046	4 334	6 380	6 380 $	5 680 $
Dollars des États-Unis	2 798	5 343	8 141	9 118	8 649
Deutsche marks	532	690	1 222	591	510
Francs suisses	815	632	1 447	822	780
Yens	—	20 000	20 000	80	80
Livres sterling	—	150	150	307	121
Écus	40	50	90	114	114
Florins	15	135	150	71	71
				17 483 $	16 005 $

Si la dette à long terme remboursable en différentes devises était convertie en dollars canadiens aux cours en vigueur à la fin de l'année, elle serait augmentée de 867 millions de dollars (1 043 millions de dollars en 1982).

De plus, Hydro-Québec détient deux marges de crédit rotatif non utilisées de 500 millions de dollars des États-Unis et de 500 millions de dollars canadiens. La première marge de crédit échoit en 1990 et porte intérêt au taux interbanque de l'eurodollar sur le marché de Londres (LIBOR), majoré de ½ %. Quant à la seconde marge de crédit, elle pourra être convertie en 1984 en un emprunt à terme pour une période additionnelle de six ans, et son taux d'intérêt est soumis aux variations du taux préférentiel des banques à charte canadiennes.

Après le 31 décembre 1983, Hydro-Québec a émis ou s'est engagée à émettre les obligations suivantes :

Devises	Taux	Années d'échéance	Obligations *(en millions d'unités)*
Dollars des États-Unis	13,25 %	2013	15
Dollars canadiens	12,50 %	1993	50

Hydro-Québec a émis des billets à moyen terme au montant de 25 millions de dollars des États-Unis. De plus, des billets à taux flottant échéant en 1994, au montant de 200 millions de dollars des États-Unis, ont été émis pour refinancer un emprunt avant échéance.

Note 8

Restrictions concernant les dividendes

Les dividendes qu'Hydro-Québec est appelée à verser sont déclarés une fois l'an par le gouvernement du Québec, qui en détermine les modalités de paiement. Pour un exercice financier donné, ils ne peuvent excéder le surplus susceptible de distribution, établi comme suit : 75 % du bénéfice net d'exploitation d'Hydro-Québec et de son revenu net de placements pour l'exercice, diminué de l'intérêt sur la dette à long terme, sur les avances bancaires et sur les billets à payer ainsi que de l'amortissement de l'escompte et des frais d'émission relatifs aux titres de créance de l'entreprise. Ce calcul est effectué d'après les états financiers consolidés.

Toutefois, il ne peut être déclaré pour un exercice donné aucun dividende dont le montant aurait pour effet de réduire à moins de 25 % le taux de capitalisation d'Hydro-Québec à la fin de l'exercice. Ce taux correspond au rapport entre, d'une part, le total du capital-actions émis et payé d'Hydro-Québec et de ses bénéfices non répartis, déduction faite du dividende déclaré à l'égard de l'exercice et, d'autre part, le total de sa dette à long terme, billets à payer y compris, de son capital-actions émis et payé et de ses bénéfices non répartis, déduction faite du dividende déclaré à l'égard de l'exercice.

Le gouvernement déclare les dividendes d'un exercice donné dans les 30 jours suivant la date à laquelle Hydro-Québec lui transmet les renseignements financiers relatifs au surplus susceptible de distribution. À l'expiration de ce délai, la totalité ou la partie du surplus susceptible de distribution qui n'a pas fait l'objet d'une déclaration de dividende ne peut plus être distribuée à l'actionnaire sous forme de dividende.

Note 9

Régime de retraite

Le régime de retraite d'Hydro-Québec est un régime contributif à prestations définies, garanties par Hydro-Québec. Au 31 décembre 1983, 19 103 employés cotisaient au régime.

Selon des expertises actuarielles indépendantes soumises en 1983, les engagements non capitalisés pour les prestations de retraite au titre des services passés et des déficits d'expérience sont estimés à une valeur actualisée de 212 millions de dollars au 31 décembre 1981, comparativement à 481 millions de dollars au 31 décembre 1980. La baisse de 269 millions de dollars résulte principalement d'une modification de la méthode d'évaluation de l'actif, rendant celle-ci concordante à la méthode d'évaluation des engagements du régime.

Les coûts du régime, qui s'élèvent à 128 millions de dollars pour 1983 (134 millions de dollars en 1982), représentent le coût des services courants et l'amortissement du coût des services passés et des déficits d'expérience.

Les coûts du régime comprennent des montants de 29 millions de dollars en 1983 et 37 millions de dollars en 1982 supérieurs à ceux qui seraient requis en vertu de l'étude actuarielle soumise en octobre 1983. Ces montants, qui avaient été comptabilisés avant le dépôt de cette nouvelle étude actuarielle, serviront à réduire les futurs déficits actuariels découlant de certaines décisions administratives prises au cours des exercices 1982 et 1983.

Note 10

Engagements, éventualités et dépenses en immobilisations

Les chutes Churchill

En mai 1969, Hydro-Québec a signé un contrat avec Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CFLCo) pour l'achat, à partir de 1972, de l'énergie produite par une centrale d'une puissance nominale de 5 225 000 kilowatts, construite aux chutes Churchill, au Labrador.

Le contrat prévoit la vente par CFLCo, pendant une période de 40 ans à compter du 1er septembre 1976, de virtuellement toute l'énergie produite aux chutes Churchill, sauf de celle pouvant être reprise par CFLCo jusqu'à concurrence de 300 000 kilowatts. Ce contrat sera renouvelé automatiquement pour les 25 années suivantes, selon des conditions déjà convenues.

Hydro-Québec s'est également engagée à payer à CFLCo une partie des frais d'intérêt sur les dettes contractées par cette dernière pour la construction de la centrale et une partie des pertes de change provenant du service de la dette en devise américaine. Sous réserve de certaines limites et compensations, le contrat oblige Hydro-Québec à payer l'énergie, qu'elle l'utilise ou non. Hydro-Québec pourrait en outre être tenue de fournir des fonds supplémentaires par l'achat d'unités d'obligations subordonnées et d'actions ordinaires, si d'autres fonds n'étaient pas disponibles pour le service de la dette et pour couvrir les dépenses de CFLCo.

Note 10 — Engagements, éventualités et dépenses en immobilisations (suite)

En 1976, des brefs d'assignation et un état de réclamation ont été signifiés à CFLCo et à Hydro-Québec dans une action intentée par le Procureur général de Terre-Neuve devant la Cour suprême de Terre-Neuve. Cette action vise l'obtention d'un jugement déclaratoire portant que Terre-Neuve est en droit, en vertu du bail consenti à CFLCo, de demander à CFLCo de lui livrer 800 mégawatts de la puissance produite à même les eaux du cours supérieur du fleuve Churchill à compter du 1er octobre 1983, que CFLCo est obligée de satisfaire à cette demande et que le respect de cette exigence ne constituerait pas un défaut en vertu du contrat d'achat d'énergie ou des conventions financières de CFLCo.

De l'avis des conseillers juridiques d'Hydro-Québec, la validité du contrat d'achat d'énergie à long terme avec CFLCo et son exécution, conformément aux termes du contrat, ne peuvent être contestées avec succès devant les tribunaux et, en particulier, l'action susmentionnée est non fondée en ce qu'elle réclame une déclaration qui porterait atteinte aux droits actuels d'Hydro-Québec en vertu du contrat d'achat d'énergie. Hydro-Québec a donc produit une défense à l'action devant la Cour suprême de Terre-Neuve. Après enquête, le tribunal, au cours du mois de juin 1983, a rejeté la réclamation du Procureur général de Terre-Neuve. Celui-ci a interjeté appel de ce jugement à la Cour d'appel de Terre-Neuve.

En 1977, Hydro-Québec a engagé des procédures devant la Cour supérieure du district de Montréal en vue d'obtenir un jugement confirmant que le contrat d'achat d'énergie lui donne droit à virtuellement toute l'énergie produite par la centrale des chutes Churchill et que le défaut par CFLCo de vendre et de livrer cette énergie constituerait un bris de contrat. En août 1983, le tribunal a rendu un jugement faisant droit aux conclusions demandées par Hydro-Québec et CFLCo a interjeté appel de cette décision à la Cour d'appel du Québec.

En décembre 1980, la Législature de Terre-Neuve a adopté une loi intitulée *The Upper Churchill Water Rights Reversion Act* (la Loi). Cette loi, si elle était mise en vigueur, abrogerait la loi intitulée *The Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (Lease) Act, 1961*, qui a accordé à CFLCo l'exclusivité des droits sur les eaux du cours supérieur du fleuve Churchill. Tous les droits que CFLCo détient sur ces eaux seraient de ce fait révoqués et les ouvrages hydroélectriques de cette dernière, tels qu'ils sont définis par la Loi, seraient dévolus à Terre-Neuve. CFLCo deviendrait donc incapable de remplir ses obligations envers Hydro-Québec au titre du contrat d'achat d'énergie. La Loi exige toutefois qu'un renvoi soit adressé à la Cour d'appel de Terre-Neuve pour que cette dernière se prononce sur la compétence de la Législature de Terre-Neuve d'adopter cette loi. Il y est aussi spécifié que la Loi n'entrera en vigueur qu'au jour fixé par proclamation, qui ne pourra être antérieur à celui où tous les droits d'appel concernant le renvoi auront été épuisés ou seront expirés. Le Procureur général du Québec et Hydro-Québec ainsi que d'autres parties intéressées ont contesté la validité de la Loi devant la Cour d'appel de Terre-Neuve. Ce tribunal a jugé à l'unanimité que cette loi est *intra vires* des droits de la province de Terre-Neuve. Hydro-Québec a interjeté appel de ce jugement à la Cour suprême du Canada, qui a entendu l'appel au cours de la dernière semaine de septembre 1982. La Cour suprême du Canada, sur demande du Procureur général de Terre-Neuve, appuyée par les appelants dans cette cause, a accepté de reporter au 31 mars 1984 le prononcé de son jugement.

Hydro-Québec a l'intention de recourir à toute mesure appropriée en vue de protéger les droits qu'elle détient en vertu du contrat d'achat d'énergie avec CFLCo.

Conventions avec les autochtones

Dans le cadre des travaux de la phase I du complexe La Grande, Hydro-Québec, la Société d'énergie de la Baie James, le gouvernement du Québec et le gouvernement du Canada ont signé différentes conventions, d'une valeur estimée à 340 millions de dollars, avec les Cris de la Baie James, les Inuit et les Naskapis du Québec. Ces conventions prévoient, entre autres choses, l'extinction de tous les droits de réclamation respectifs des Cris, des Inuit et des Naskapis sur et dans certains territoires de la province de Québec, y compris le territoire sur lequel est situé le complexe. Selon ces conventions, Hydro-Québec et la Société d'énergie de la Baie James doivent verser, sans intérêt, un montant de 174 millions de dollars. Ces montants sont comptabilisés au coût des projets dans les exercices où ils deviennent dus : 85 millions de dollars ont déjà été comptabilisés au 31 décembre 1983, 6 millions le seront en 1984 et 83 millions au cours des exercices 1985 à 1996.

Dépenses en immobilisations

Hydro-Québec prévoit que les dépenses en immobilisations s'élèveront à 2 069 millions de dollars pour l'année 1984.

Sommaire des résultats consolidés de 1979 à 1983

(en millions de dollars)

		1983	1982	1981	1980	1979
Revenus	Ventes d'électricité	3 593 $	3 257 $	2 770 $	2 413 $	1 956 $
	Autres revenus d'exploitation	63	53	39	30	21
		3 656	3 310	2 809	2 443	1 977
Dépenses	Exploitation	1 072	1 006	905	705	558
	Achats d'électricité	117	127	126	131	129
	Amortissement des propriétés et de l'outillage	274	221	198	161	138
	Impôt et taxes	209	185	114	57	25
		1 672	1 539	1 343	1 054	850
Bénéfice net d'exploitation		1 984	1 771	1 466	1 389	1 127
Intérêts	Intérêt sur dette à long terme	1 938	1 807	1 467	1 191	972
	Intérêt sur avances bancaires et billets à payer	8	37	49	40	13
	Amortissement de l'escompte et des frais d'émission sur obligations	19	17	13	13	11
	Perte de change	128	37	119	106	107
	Intérêt imputé au poste Construction en cours	(736)	(790)	(628)	(615)	(651)
	Revenu net de placements	(62)	(99)	(73)	(72)	(60)
	Profit net sur rachat d'obligations	(18)	(38)	(40)	(20)	(11)
		1 277	971	907	643	381
Bénéfice net		707 $	800 $	559 $	746 $	746 $

Ventes et revenus consolidés de 1979 à 1983

		1983	1982	1981	1980	1979	Croissance annuelle moyenne (en %) 1983/1978
Ventes d'électricité	Régulière :						
(en millions de kWh)	domestique et agricole	32 510	32 133	31 523	30 437	27 736	3,9
	général	19 736	19 198	19 216	18 611	17 789	2,8
	industriel	29 313	28 687	31 473	31 839	29 849	(0,3)
	réseaux voisins	6 710	5 767	5 902	6 760	6 360	10,2
	autres	3 574	3 511	3 419	3 637	3 502	–
		91 843	89 296	91 533	91 284	85 236	2,4
	Excédentaire :						
	industriel	2 425	1 602	1 782	1 559	1 303	11,1
	réseaux voisins	13 400	12 680	13 615	11 162	10 476	6,8
		15 825	14 282	15 397	12 721	11 779	7,4
	Ventes totales	**107 668**	103 578	106 930	104 005	97 015	3,1
Revenus des ventes d'électricité	Régulière :						
(en millions de dollars)	domestique et agricole	1 265 $	1 164 $	973 $	850 $	689 $	16,6
	général	855	774	663	590	485	16,0
	industriel	763	692	620	551	459	14,7
	réseaux voisins	171	164	72	78	63	31,8
	autres	137	127	107	102	88	11,9
		3 191	2 921	2 435	2 171	1 784	16,3
	Excédentaire :						
	industriel	37	20	21	15	10	32,7
	réseaux voisins	365	316	314	227	162	32,0
		402	336	335	242	172	32,1
	Revenus totaux	**3 593 $**	3 257 $	2 770 $	2 413 $	1 956 $	17,6
Revenu moyen du kWh	Électricité régulière :						
	domestique et agricole	3,893 ¢	3,621 ¢	3,088 ¢	2,794 ¢	2,485 ¢	12,2
	général	4,330 ¢	4,035 ¢	3,450 ¢	3,172 ¢	2,728 ¢	12,8
	industriel	2,603 ¢	2,411 ¢	1,969 ¢	1,731 ¢	1,537 ¢	15,0
	réseaux voisins	2,548 ¢	2,836 ¢	1,213 ¢	1,156 ¢	0,989 ¢	19,8
	autres	3,829 ¢	3,631 ¢	3,141 ¢	2,788 ¢	2,499 ¢	12,1
		3,474 ¢	3,271 ¢	2,660 ¢	2,379 ¢	2,093 ¢	13,6
	Électricité excédentaire :						
	industriel	1,526 ¢	1,250 ¢	1,178 ¢	0,923 ¢	0,759 ¢	19,3
	réseaux voisins	2,721 ¢	2,494 ¢	2,308 ¢	2,036 ¢	1,553 ¢	23,6
		2,538 ¢	2,354 ¢	2,177 ¢	1,899 ¢	1,465 ¢	23,0
	Total	**3,337 ¢**	3,145 ¢	2,591 ¢	2,320 ¢	2,017 ¢	14,1
Nombre d'abonnements	domestique et agricole	2 252 697	2 208 126	2 181 333	2 145 864	2 107 942	1,8
(en fin d'année)	général	255 310	259 612	255 910	250 112	243 587	1,5
	industriel : électricité régulière	12 953	11 494	11 624	11 398	11 257	3,5
	autres	6 845	7 644	8 351	8 793	9 495	(8,1)
	Total	2 527 805	2 486 876	2 457 218	2 416 167	2 372 281	1,8

Besoins en énergie du réseau d'Hydro-Québec de 1979 à 1983

(en millions de kilowattheures)

		1983	1982	1981	1980	1979	Croissance annuelle moyenne (en %) 1983/1978
Besoins globaux	Production brute	88 321	78 821	80 581	76 494	70 543	6,8
	Réceptions :						
	Achats	31 680	36 398	37 099	39 140	36 630	(3,9)
	Réceptions selon entente	2 957	2 684	2 741	2 663	2 377	2,0
		34 637	39 082	39 840	41 803	39 007	(3,5)
	Total – Besoins globaux	**122 958**	117 903	120 421	118 297	109 550	3,2
Besoins québécois	Ventes d'électricité régulière au Québec	85 141	83 541	85 807	84 736	79 100	1,9
	Livraisons selon entente au Québec	3 974	4 056	3 816	4 087	3 332	2,2
	Total – Consommation prioritaire	**89 115**	87 597	89 623	88 823	82 432	1,9
	Consommation des centrales	545	331	325	383	303	12,5
	Pertes et autres	10 767	9 936	9 345	9 806	8 821	5,5
	Total – Besoins prioritaires	**100 427**	97 864	99 293	99 012	91 556	2,3
	Ventes d'électricité excédentaire au Québec	2 990	2 157	2 650	1 825	1 521	9,7
	Total – Besoins québécois	**103 417**	100 021	101 943	100 837	93 077	2,5
Exportations	Ventes d'électricité régulière	6 702	5 755	5 726	6 548	6 136	11,3
	Ventes d'électricité excédentaire	12 835	12 125	12 747	10 896	10 258	6,9
	Livraisons selon entente	4	2	5	16	79	(51,6)
	Total – Exportations	**19 541**	17 882	18 478	17 460	16 473	8,0
Besoins globaux		**122 958**	117 903	120 421	118 297	109 550	3,2

*Besoins en puissance du réseau d'Hydro-Québec pour l'hiver débutant en décembre**

(en milliers de kilowatts)

	1983	1982	1981	1980	1979	Croissance annuelle moyenne (en %) 1983/1978
Besoins globaux	**21 961**	20 189	20 263	19 508	17 698	4,7
Besoins prioritaires	**19 788**	18 379	19 696	19 385	17 582	3,0

**Les besoins de puissance de 1983, 1981, 1980 et 1979 comprennent respectivement 487 MW, 531 MW, 445 MW et 318 MW qui ont été retenus par suite de l'application des clauses de puissance interruptible de certains contrats.*

CAISSE DE RETRAITE D'HYDRO-QUÉBEC

Rapport des vérificateurs

Aux administrateurs,

Nous avons vérifié l'état de l'actif de la Caisse de retraite d'Hydro-Québec au 31 décembre 1983 et l'état de l'évolution de l'actif pour l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement l'actif de la Caisse de retraite au 31 décembre 1983 ainsi que l'évolution de son actif pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Raymond, Chabot,
Martin, Paré & Associés
Comptables agréés

Samson Bélair
Comptables agréés

Montréal, Canada
le 13 février 1984

CAISSE DE RETRAITE D'HYDRO-QUÉBEC

Actif

(en millions de dollars)
au 31 décembre

		1983	1982
Placements	**Obligations**		
	d'Hydro-Québec garanties par la province de Québec	444 $	393 $
	émises ou garanties par la province de Québec	247	227
	émises ou garanties par d'autres provinces	19	9
	de municipalités, commissions scolaires, cégeps, hôpitaux et universités	117	128
	émises ou garanties par le gouvernement du Canada	190	95
	de compagnies ou de sociétés commerciales	46	43
	(Valeur nominale de 1 064 millions de dollars, valeur du marché de 1 017 millions de dollars)	1 063	895
	Actions ordinaires (valeur du marché de 4 millions de dollars)	2	2
	Autres placements garantis par des provinces (valeur du marché de 14 millions de dollars)	14	–
	Encaisse et placements à court terme	323	232
		1 402	1 129
Intérêts courus sur placements		31	31
Montant à recevoir d'Hydro-Québec		4	5
		1 437 $	1 165 $

Pour Hydro-Québec,

Joseph Bourbeau

Guy Coulombe

Montréal, Canada
le 21 mars 1984

CAISSE DE RETRAITE D'HYDRO-QUÉBEC

Évolution de l'actif

(en millions de dollars)
Exercice terminé le 31 décembre

		1983	1982
Solde au début		**1 165 $**	904 $
Augmentation	Cotisations courantes		
	Employés	**35**	34
	Hydro-Québec	**67**	64
		102	98
	Cotisation d'Hydro-Québec (note 2)	**48**	58
	Revenus de placements	**152**	123
		302	279
		1 467	1 183
Diminution	Prestations versées	**30**	18
Solde à la fin		**1 437 $**	1 165 $

CAISSE DE RETRAITE D'HYDRO-QUÉBEC

Notes complémentaires

au 31 décembre 1983

Note 1

Conventions comptables

a) Ces états financiers ne montrent que l'actif de la Caisse de retraite d'Hydro-Québec et n'indiquent pas la capacité de cette Caisse de satisfaire aux obligations du Régime de retraite d'Hydro-Québec, dont l'exécution est garantie par Hydro-Québec.

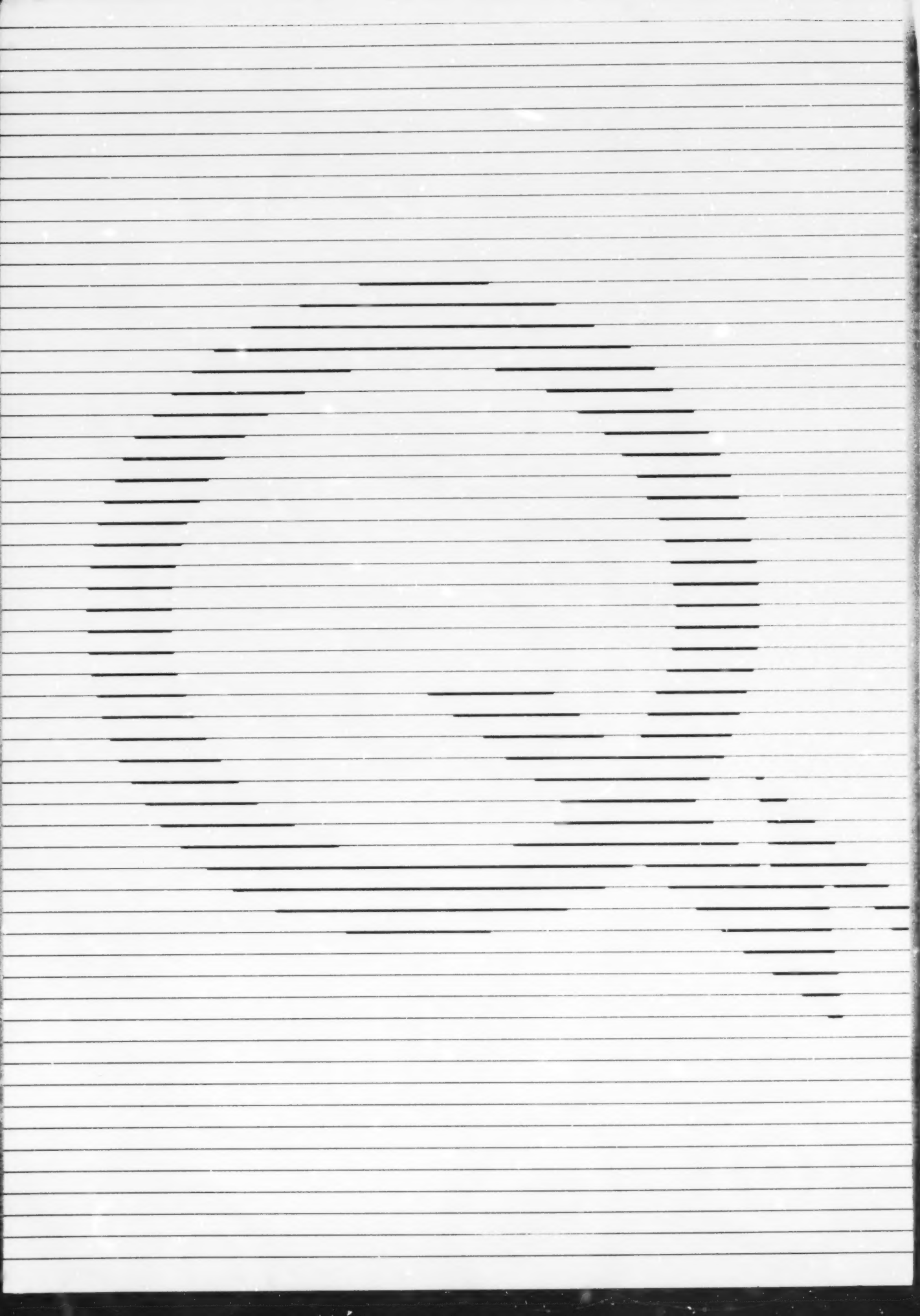
b) Les placements sont présentés au coût, à l'exception des obligations qui le sont au coût amorti.

c) Les revenus de placements, les cotisations et les prestations de retraite sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice.

Note 2

Engagements non capitalisés

Selon des expertises actuarielles indépendantes soumises en 1983, les engagements non capitalisés pour les prestations de retraite au titre des services passés et des déficits d'expérience sont estimés à une valeur actualisée de 212 millions de dollars au 31 décembre 1981, comparativement à 481 millions de dollars au 31 décembre 1980. La baisse de 269 millions de dollars résulte principalement d'une modification de la méthode d'évaluation de l'actif, rendant celle-ci concordante à la méthode d'évaluation des engagements du régime. Hydro-Québec assume l'amortissement annuel de ces engagements sur une période maximum de 15 ans.

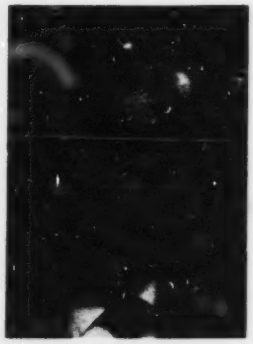


Conseils d'administration et Direction

H Y D R O - Q U É B E C

Conseil d'administration

Président
Joseph Bourbeau



Membres
Dans l'ordre habituel

Gérald Aubin
Associé de l'étude d'avocats Aubin, Fillion, Brisson et Associés, de Chicoutimi

*Dian Cohen**
Présidente des Productions Dian Cohen, consultants en communications économiques

Guy Coulombe
Président-directeur général d'Hydro-Québec

*Paul Couture**
Producteur agricole, membre de la Régie des marchés agricoles

*Kevin Drummond**
Exploitant agricole, membre de la Régie des marchés agricoles

*Jean-Louis Dulac**
Président-directeur général de M et M Nord-Ouest Inc.

* *Nommés au cours du second semestre de 1983*

Nicolle Forget

Associée de l'étude d'avocats Champagne, Labelle, Ladouceur et Forget, et présidente du Conseil d'administration de Nouveler Inc.

Pierre Goyette

Président et chef des opérations de la Banque d'Épargne de la Cité et du District de Montréal

Hervé Hébert

Président de la Fiducie du Québec

Guy Joron

Président de la Société de la Place des Arts

Pierre Laferrière

Président de Laferrière et Associés Inc., conseillers en gestion et développement international

Pierre Leblanc

Associé du bureau d'experts-comptables Dessureault, Leblanc, Lefebvre, de Trois-Rivières

*Claire Léger**

Adjointe au président, Les Rôtisseries Saint-Hubert

*Antoine Rousseau**

Ingénieur, ancien directeur à Hydro-Québec et à la SEBJ

*Raymond Royer**

Président de la division du Transport en commun, Bombardier Inc.

C O M I T É S

du Conseil d'administration

Comité exécutif

Joseph Bourbeau
Guy Coulombe
Hervé Hébert
Pierre Laferrière
Pierre Leblanc
Claire Léger
Antoine Rousseau

Comité des finances

Joseph Bourbeau
Guy Coulombe
Hervé Hébert
Guy Joron
Raymond Royer

Comité de vérification

Joseph Bourbeau
Nicolle Forget
Dian Cohen
Pierre Leblanc

Comité des ressources humaines

Joseph Bourbeau
Guy Coulombe
Pierre Goyette
Nicolle Forget
Claire Léger

Comité des affaires commerciales

Joseph Bourbeau
Guy Coulombe
Gérald Aubin
Paul Couture
Kevin Drummond

Comité de la technologie

Joseph Bourbeau
Guy Coulombe
Pierre Laferrière
Antoine Rousseau
Jean-Louis Dulac

*Conseil d'administration de la Société d'énergie de la Baie James**

Président

Laurent Hamel
Vice-président exécutif, Équipement d'Hydro-Québec

Membres

Paul Amyot
Président-directeur général de la Société d'énergie de la Baie James

Michel Caron
Vice-président exécutif, Finances et Ressources d'Hydro-Québec

Georges Lauzon
Vice-président, Gestion des équipements d'Hydro-Québec

Antoine Rousseau
Administrateur d'Hydro-Québec

* *Nouveau Conseil d'administration nommé le 1er janvier 1984.*

Conseil d'administration d'Hydro-Québec International

Président

*Gilles Cloutier**
Vice-président exécutif, Technologie et Affaires internationales d'Hydro-Québec

Membres

Guy Coulombe
Président-directeur général d'Hydro-Québec

*André Gagnon**
Président-directeur général d'Hydro-Québec International

Pierre Godin
Vice-président exécutif, Exploitation d'Hydro-Québec

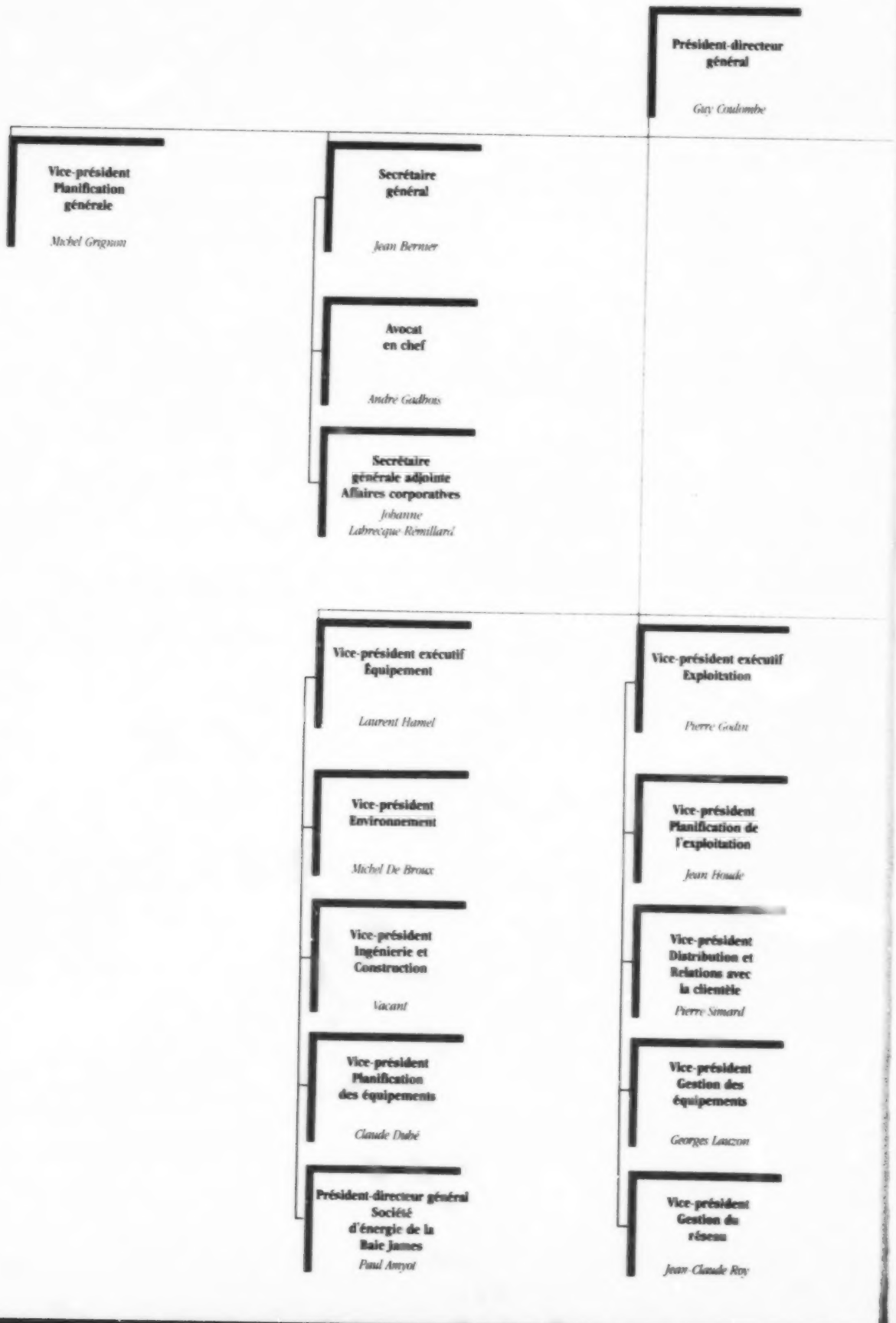
*Laurent Hamel**
Vice-président exécutif, Équipement d'Hydro-Québec

Pierre Laferrière
Administrateur d'Hydro-Québec

* *MM. Cloutier, Gagnon et Hamel ont été nommés au second semestre de 1983 et remplacent respectivement MM. Lionel Boulet, Guy Monty et Claude Laliberté.*

DIRECTION

d'Hydro-Québec



Vice-président
Information
Marcel Couture
Vérificateur
général
Michel Rhéaume
Directeur
Communications
Daniel Dubeau
Directeur
Édition et Production
Roger Bouvet
Vice-président exécutif
Finances et Ressources
Michel Caron
Vice-président exécutif
Mise en marché
Georges Lafond
Vice-président exécutif
Technologie et Affaires
internationales
Gilles Cloutier
Vice-président
Administration
Jacques Durocher
Vice-président
Commercialisation
Claude Bouvin
Vice-président
Institut de
recherche
Toby Gilug
Vice-président
Finances
Pierre Bolduc
Vice-président
Marchés
externes
Jacques Guerremont
Président-directeur général
Hydro-Québec
International
André Gagnon
Vice-président
Contrôleur
Jean Jacques
Prémoreau
Vice-président
Ressources
humaines
Philippe Ouellette

Hydro-Québec
75, boul. Dorchester ouest
Montréal (Québec) Canada
H2Z 1A4
Tél. : (514) 289-2211
Télex : 05561047

Société d'énergie de la Baie James
800, boul. de Maisonneuve est
Montréal (Québec) Canada
H2L 4M8
Tél. : (514) 844-5741
Télex : 05562126

Hydro-Québec International
870, boul. de Maisonneuve est
Montréal (Québec) Canada
H2L 1Y6
Tél. : (514) 289-2211
Télex : 05561585

This report is available
in English upon request

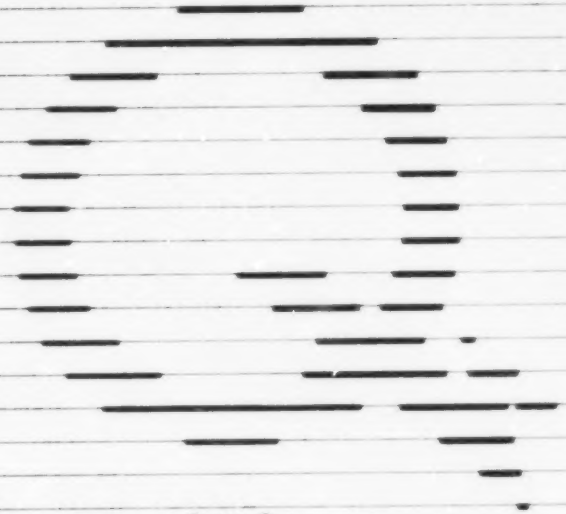
Vice-présidence Information
Hydro-Québec, 19e étage
75, boul. Dorchester ouest
Montréal (Québec) H2Z 1A4

Dépôt légal – 2e trimestre 1994
Bibliothèque nationale du Québec
Bibliothèque nationale du Canada

ISBN 2-550-30784-5
ISSN 0702-6786

[illegible] remercie les entreprises, personnes ou organismes qui ont autorisé la [illegible] photographiques de prêter support: Alcan, Canulait, la Commission de transport de la Communauté urbaine de Montréal, Dominion Textile Inc., [illegible], Hôpital de Sainte-Croix, [illegible], Laiterie [illegible], la succursale Saint-Hyacinthe, [illegible], M. et Mme [illegible] ainsi que le personnel d'[illegible].

HYDRO-QUÉBEC



Interim Report

for the six-month
period ended
June 30, 1984

Vice-présidence Information
Hydro-Québec, 19th Floor
75 Dorchester Boulevard West
Montréal, Québec H2Z 1A4

Ce rapport est également publié
en français.

ISBN-2-550-11273-3

Comments by the Chairman of the Board and the President and Chief Executive Officer

Gross revenue for the first half of 1984 amounted to $2,195 million, 17.8% more than for the first six months of last year. The general rate increase of 3.4% effective February 1, 1984, and the significantly higher volume of total sales largely explain the increase.

The volume of firm electricity sales in Québec for the first six months of 1984 increased 10.6% compared with the corresponding period of last year while the volume of total sales in Québec reached 54.4 billion kilowatthours and produced revenue of $1,858 million, compared with 45.9 billion kilowatthours and $1,594 million during the similar period of 1983. This increase of 18.5% in total sales in Québec was due mainly to improved economic conditions and the success of Hydro-Québec's marketing programs, particularly in the area of sales of surplus electricity.

Sales resulting from the dual-energy-heating and industrial-boiler electrification programs amounted to 4.3 billion kilowatthours, accounting for half the increase in total sales in Québec. This was twice the result expected and consequently the objective of 8.8 billion kilowatthours set in the 1984-1986 Development Plan for sales under the marketing programs over the entire year should be greatly exceeded.

Sales outside Québec increased 14.9% in volume, mainly because of more deliveries to Ontario Hydro. Revenue from sales outside Québec totaled $304 million for the period, against $239 million in 1983. This 27.2% rise resulted mainly from rate increases for surplus electricity which vary according to the price and type of fuel replaced.

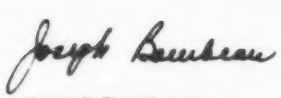
Cost-cutting measures enabled operating expenditure to be limited to $512 million, an increase of only 2% over that of the period last year. Thus despite considerably higher depreciation expenditure, net operating income for the period was $1,330 million, 24.6% more than that of last year.

Depreciation and interest expenses rose respectively 37.2% and 74.4% compared with the first half of 1983. This large increase stems mainly from the successive commissioning since July 1983 of seven generating units in La Grande 3 power station and two generating units in La Grande 4, as well as commercial start-up of Gentilly 2 nuclear power station last fall. These commissionings increased fixed assets by $3,696 million. This amount serves in calculating the additional depreciation and interest expenses in the Consolidated Statement of Operations.

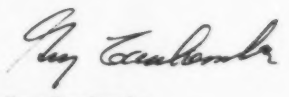
In addition, the application since January 1 this year of recommendations of the Canadian Institute of Chartered Accountants regarding currency conversions, combined with major fluctuations in exchange rates, have had the effect of considerably increasing exchange losses charged to Interest. For example, if at December 31, 1984, the Canadian dollar is worth $0.75 U.S., compared with $0.804 U.S. at December 31, 1983, the exchange loss on the American debt will be about $75 million for the year as a whole.

Net income for the period was $381 million, 27.2% less than for last year's comparable period, but much more than had been expected.

During the first half of 1984, new long-term borrowings were contracted for a net amount of $453 million.



Joseph Bourbeau
Chairman of the Board
of Hydro-Québec



Guy Coulombe
President and Chief Executive
Officer of Hydro-Québec

August 6, 1984

Highlights, Second Quarter 1984

Hydro-Québec and the New England Power Pool (NEPOOL) on June 14 announced the signing of an agreement in principle concerning the delivery of 70 billion kilowatthours of guaranteed energy, at the rate of 7 billion kilowatthours a year over a ten-year period starting in 1990. Hydro-Québec estimates that under this agreement, which will serve in drawing up the final contract, its gross revenues will amount to about $4.5 billion in current U.S. dollars. Another event regarding the sale of electricity outside Québec was Hydro-Québec's appearance in mid-May before the National Energy Board to request authorization to export surplus electricity to the New England States and build the installations required for that purpose. This request concerns three contracts signed with NEPOOL in March 1983 to take effect in 1986.

There was a major development in the Churchill Falls case. On May 3, the Supreme Court of Canada declared Newfoundland's 1980 Upper Churchill Water Rights Reversion Act unconstitutional. Hydro-Québec let it be known that the judgment changed nothing in its determination to arrive at a satisfactory negotiated agreement with Newfoundland. Moreover, on June 14, Yves Duhaime, Québec Minister of Energy and Resources, made public the main elements of Québec's offer to Newfoundland. The minister said that the offer still stands even though it had been rejected by Newfoundland.

On May 27, Québec Prime Minister René Lévesque officially inaugurated the La Grande 4 generating station before 150 special guests and more than a thousand construction workers. The commissioning of the first generating unit in this surface power station heralds practical completion of phase I of the La Grande complex. When all nine of the La Grande 4's units are in service at the end of 1985, the plant will have an installed capacity of 2,650 megawatts, making it Québec's second largest power station after La Grande 2.

Saturday, April 14, marked the 40th anniversary of the creation of Hydro-Québec. The product of two phases of nationalization, the first in 1944 and the second in 1963, the utility is "deux fois vingt ans" – literally "twice 20" and the slogan for Hydro-Québec's 40th year. The utility endeavored to associate its principal American, Canadian and Québec partners in celebrating this occasion by organizing several major gatherings, one in New York in April, and the other in Montreal in June. Employees are marking the event in a number of special ways throughout the year.

Consolidated Statement of Operations*
(unaudited)

		Six-month period ended June 30	
	(in millions of dollars)	**1984**	1983
Revenue	Sales of electricity	**$2,162**	$1,833
	Other operating income	**33**	30
		2,195	1,863
Expenditure	Operations	**512**	502
	Electricity purchased	**62**	60
	Depreciation of property and plant	**177**	129
	Taxes	**114**	105
		865	796
Net operating income		**1,330**	1,067
	Interest	**949**	544
Net income		**$ 381**	$ 523

Consolidated Statement of Changes in Financial Position*
(unaudited)

	(in millions of dollars)	*Six-month period ended June 30* 1984	1983
Source of financial resources	Net income	$ 381	$ 523
	Depreciation of property and plant	177	129
	Depreciation of operating and research equipment	16	15
	Amortization of debenture discount and expenses	10	10
	Amortization of exchange losses	88	—
	Other amortization and depreciation	3	3
	Total financial resources provided by operations	675	680
	Issue of debentures and other long-term debt, less discount and expenses	453	823
		$1,128	$1,503
Application of financial resources	Investments in fixed assets	$ 723	$1,001
	Redemption of debentures and other long-term debt	170	171
	Notes payable – decrease	16	163
	Cash and short-term investments, less bank indebtedness – increase	102	42
	Accounts receivable and revenue not yet billed – increase (decrease)	9	(16)
	Materials, fuel and supplies – increase (decrease)	1	(17)
	Accounts payable and accrued liabilities, accrued interest and dividends payable – decrease	101	119
	Other	6	40
		$1,128	$1,503

**The consolidated financial statements comprise the financial statements of Hydro-Québec and all its subsidiary companies, including the Société d'énergie de la Baie James.*